ТЕХНОЛОГИИ
добычи
ГАЗА



A.Kh. Mirzadzhanzade O.L. Kuznetsov K.S. Basniev Z.S. Aliev

# FOUNDATIONS OF GAS RECOVERY TECHNOLOGY



**Moscow NEDRA 2003** 

А.Х. Мирзаджанзаде О.Л. Кузнецов К.С. Басниев З.С. Алиев

# ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ГАЗА



УДК 622.279.23 ББК 33.362 М 63

Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С.

М 63 Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.: ил.

ISBN 5-247-03885-1

Изложены физические и термогидродинамические основы технологических процессов добычи газа, методы анализа и прогнозирования разработки месторождений при недостаточной и неопределенной исходной информации. Приведены новые методы геофизических и гидродинамических исследований скважин, идентификации параметров пластовых систем, определения их фильтрационно-емкостных свойств; даны расчеты состава и запасов пластовых флюидов.

Для научных и инженерно-технических работников газонефтедобывающей промышленности, а также для преподавателей, аспирантов и магистрантов нефтегазовых вузов.

#### Mirzadzhanzade A. Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S.

Foundations of Gas Recovery Technology.

Consideration is given to the methods to provide reliability of predicted parameters of reservoirs and wells as well as development factors for natural gas fields under conditions of insufficient and ambiguity information. New methods of gas recovery and prediction of the development factors are proposed. The current methods for the measurement of gas reservoirs recovered are analyzed together with the new methods proposed. The criteria and methods of setting technological regimes in exploitation of vertical and horizontal wells are discussed. The methodical basics for the assessment of the field development factor are defined with taking into consideration the influence of condensate formation in the reservoir, stress condition of the rock, and so on. A special attention is given to new technologies in the development of gas hydrate fields.

Recommended for scientists and specialists engaged in gas production industry as well as for lecturers, post-graduate students, and Masters of Science in oil and gas higher educational institutes.

#### ISBN 5-247-03885-1

- © А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, 3.С. Алиев, 2003
- © Оригинал-макет. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003
- © Оформление. ОАО «Издательство «Недра», 2003

Интенсивное развитие газодобывающей промышленности требует повышения эффективности процессов добычи природного газа и конденсата, увеличения компонентоотдачи пластов, совершенствования систем разработки и эксплуатации месторождений природных газов.

Научно-технологическая революция конца XX в. в нефтегазовой промышленности сопровождалась развитием научных основ и технологий четырехмерной геологии, геофизики и гидродинамики, интенсивным использованием горизонтальных и направленных скважин различной «архитектуры», новейшими достижениями в технологиях разработки месторождений в акваториях морей и океанов и созданием высокоэффективных глубоководных платформ для их реализации, все более интенсивным внедрением физических методов и волновых (в частности, вибрационных и акустических) технологий воздействия на продуктивные нефтегазовые пласты.

В предлагаемой вниманию специалистов книге авторы приводят результаты исследований последних лет, направленных на развитие научных основ указанных и других новых технологий изучения месторождений природных газов и обеспечения их рациональной разработки.

Книга отличается от многих публикаций, посвященных отдельным аспектам технологии добычи природных газов, тем, что в ней особое внимание уделено направлениям, являющимся основой новых математических и технологических методов, обеспечивающих надежность прогнозируемых параметров в условиях отсутствия достаточной и качественной информации, а также технологиям добычи газа в системе пласт – устье скважины, принципиально отличающимся от общепринятых технологий.

Показано, что важное значение имеют правильный анализ, обобщение информации, достоверный прогноз добычи газа и конденсата, обводнения скважин и других показателей разработки месторождений природных газов, подсчет извлекаемых запасов газа.

Авторы полагают, что предложенный в главе 1 подход к решению проблем, связанных с добычей газа в условиях нелинейности, неоднородности и неравновесности процессов, происходящих в пласте, в стволах вертикальных и горизонтальных скважин и в системе сбора и подготовки газа, будет полезен при проектировании, анализе и разработке газовых месторождений. Для принятия решения в газодобыче рассмотрены: порядковая статистика, математическое моделирование, распознавание образов и др. Описание перечисленных методов сопровождается примерами расчетов. Для прогноза процессов, происходящих при добыче газа, следует одновременно использовать все перечисленные в главе 1 методы, независимо от объема и качества накопленной информации. Это позволит специалистам, занятым прогнозированием показателей газодобычи, обеспечить рациональные ожидания.

В 1995 г. Нобелевская премия была присуждена Р. Лукасу за разработку и применение гипотезы рациональных ожиданий. Эта работа базируется на гипотезе, которая предполагает сбор, обработку и интерпретацию фактических данных. Рациональное ожидание гарантирует от многих, но не от всех ошибок. Такая высокая оценка гипотезы подтверждает значение, которое придается в предложенной книге принятию решения при добыче газа, осуществление которого связано с крупными затратами.

В главе 2 рассмотрены вопросы, связанные с технологией добычи газа и использованием изложенных в предыдущей главе методов получения информации, которые необходимы для качественного прогнозирования показателей добычи газа.

В этой же главе приведены новые методы определения забойного давления горизонтальных газовых скважин разных конструкций с учетом наличия жидкости в потоке газа. Рассмотрены возможности получения информации о пласте по результатам исследования скважин при стационарных режимах фильтрации, с учетом влияния на результаты исследования различных факторов. Методы, предложенные для определения параметров пласта, проверены экспериментально. Показана возможность определения параметров пласта по данным эксплуатации скважин. Для случая отсутствия информации о вертикальной проницаемости предложены два простых метода определения этого параметра.

Следующая глава книги посвящена анализу законов фильтрации и факторам, учитывающим фрактальные свойства фильтрации, возможность отрицательного давления, нелинейные эффекты фильтрации, особенности фильтрации газа в ползучих средах, влияние сорбционной способности пород на фильтрационные характеристики коллектора, неравновесные эффекты. В частности, исследована неравновесная фильтрация газоконденсатных систем. Приведены результаты экспериментов по изучению связи между градиентом давления и скоростью фильтрации газоконденсатной смеси в условиях фазовых переходов (в особенности в призабойной зоне пласта), накопления выпавшего конденсата и его выноса из призабойной зоны при достижении определенной насыщенности. Рассмотрены особенности фильтрации газа к горизонтальному стволу, приближенные методы определения производительности горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин.

В главе 4 описаны методы изучения газоконденсатной характеристики месторождения. Для выбора способа разработки месторождения, в особенности газоконденсатного или газоконденсатнонефтяного, необходимо определить тип залежи по углеводородному составу с помощью классификационных методов, в частности распознавания образов. Исследован процесс зародышеобразования в газоконденсатных системах, имеющий большое значение при изучении потерь конденсата в пласте, фазового состояния смеси и в особенности сепарации газа с использованием циклонных сепараторов и при дифференциальной конденсации смеси в сосуде PVT.

Глава 5 посвящена расчету и прогнозированию извлекаемых запасов газа. Это определяющий параметр, от которого зависит достоверность прогнозируемых показателей, он является основным источником информации. В работе проанализированы существующие методы подсчета запасов, показаны недостатки этих методов, перечислены причины, приводящие к погрешности при определении запасов. К ним относятся следующие: принятие нижних пределов пористости и проницаемости, ниже которых пропластки с такими параметрами исключаются из подсчета запасов; неучет наличия переходной зоны между зонами газовой и водонасыщенной (нефтенасыщенной при наличии нефтяной оторочки зон); неучет влияния горного давления при определении начальных запасов газа; недостоверное определение объема вторгшейся в залежь воды в процессе ее истощения из-за неприемлемой точности метода определения продвижения подошвенной или контурной воды.

Разработан метод, который не предусматривает необходимость исключения низкопроницаемых и низкопористых пропластков. С высокой точностью метод учитывает наличие переходных зон, толщина которых определяется в зависимости от фильтрационных свойств газоводоносных и газонефтяных пластов, вторжение воды в газовую залежь при изменениях вертикальной и горизонтальной проницаемости, глубины депрессионных воронок, сроки ввода в разработку отдельных участков залежи, а также интенсивность отбора газа из месторождения в целом и из отдельных пропластков. Приведены основы нового метода и исходные данные, необходимые для расчета запасов газа, описан процесс моделирования залежи и интерпретации полученных результатов.

Предложены новые критерии определения категорийности запасов газа. Одна из существенных задач, связанных с балансом углеводородов, – определение коэффициента извлечения газа. Для газового режима, при котором вторжение подошвенной или краевой воды в залежь практически отсутствует, коэффициент газоотдачи определяется экономическими показателями добычи газа на завершающей стадии разработки залежи. При наличии потребителя низконапорного газа и газовом режиме залежи коэффициент извлечения газа приближается к единице. При неоднородности и многослойности залежи, различных соотношениях запасов газа и отборов из отдельных пропластков, разной интенсивности отбора и вторжения воды коэффициент извлечения колеблется в пределах от 0,8 до 0,9. Исходя из изложенного в главе 5 даны методы прогнозирования коэффициента газоотдачи и рассмотрен порядок выбора уровня отбора газа в условиях неполной информации о запасах газа.

В главе 6 приведены основные принципы выбора технологического режима работы скважин, критерии этого выбора в зависимости от основного, определяющего фактора для рассматриваемого месторождения. Изложены методы обоснования критериев и их предельных значений для каждого фактора, по которому выбирается режим эксплуатации скважин. Среди наиболее существенных факторов, влияющих на режим эксплуатации скважин, выделены и детально рассмотрены режимы их работы при возможности разрушения призабойной зоны и образования песчано-жидкостных пробок, обводнения скважин подошвенной водой, образования гидратов газа в призабойной зоне пласта и стволе скважины, а также при возможности коррозии скважинного оборудования.

Уделено внимание вопросу вскрытия пласта и конструкциям скважин, от которых зависит их обводнение, возможность образования песчаных пробок. Описаны условия применения горизонтальных скважин, предложены методы определения продуктивности и параметров пластов по результатам их исследования, а также методы интенсификации притока газа к скважине.

Глава 7, посвященная анализу показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений, включает методические основы анализа в целом и в условиях недостаточности информации. Исследовано влияние взаимодействия между скважинами по величине их дебитов при уплотнении сетки скважин. Значительный интерес представляет раннее диагностирование начала выноса выпавшего в пласте конденсата и жидкости с забоя газоконденсатной скважины. Изучено влияние горного давления на параметры разработки газовых и газоконденсатных месторождений, а также влияние неравновесности процессов на формирование режимов газоносных пластов. Это весьма существенно при определении режима залежи, зависящего от активности проявления упруговодонапорного режима по залежи в целом и по отдельным пропласткам, если они крайне неоднородны.

Вопросу проявления начального градиента давления при освоении и эксплуатации газовых скважин посвящен специальный подраздел. В главе 7 предложен метод прогнозирования начала изменений в характере обводнения скважин и активного внедрения пластовых вод в залежь при упруговодонапорном режиме.

В главе 8 описаны методы повышения газо- и конденсатоотдачи путем внутриконтурного заводнения и др.

Следующая глава посвящена повышению качества подготовки к транспорту газоконденсатных систем при воздействии магнитных полей. К настоящему времени установлено наличие газогидратных залежей, запасы которых превышают 300 трлн м<sup>3</sup>. Разработка таких месторождений тепловым воздействием или закачкой ингибиторов в пласт для разложения гидратов требует больших затрат. В связи с этим поиски новых методов разложения гидратов в пластовых условиях, к которым относят электромагнитное, акустическое, вибрационное и иное воздействие на пласт, становятся актуальным направлением для дальнейшего освоения газовых и газоконденсатных месторождений. Предотвращение гидратообразования в стволе скважины и наземных коммуникациях не вызывает особой трудности, хотя и связано с немалыми затратами. Трудности возникают при образовании гидратов в пласте, особенно в призабойной зоне, при создании депрессии на пласт и снижении температуры газа в этой зоне. В таких случаях для устойчивой работы скважины требуется постоянно действующий забойный нагреватель или периодическая закачка в призабойные зоны ингибиторов гидратообразования

Предлагаемый метод магнитного воздействия на газоконденсатную систему в условиях забоя может оказаться прогрессивным способом эксплуатации скважин при сравнительно простой технологии добычи газа и низких затратах.

Другим, не менее важным направлением, в котором предлагается использовать электромагнитное воздействие на газоконденсатную систему, является улучшение условий сепарации газа. При создании магнитного поля в сепараторах разделение потока газоконденсатной смеси на газовую и жидкую фазы интенсифицируется, что позволяет обеспечить кондицию подаваемого в магистральный газопровод газа, снизить потери давления по длине газопровода и увеличить его пропускную способность. Рассмотрено также влияние на конденсатоотдачу омагничивания воды и растворов поверхностно-активных веществ, закачиваемых в пласт.

В последней главе книги рассмотрены вопросы контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. В целом круг этих вопросов можно разделить на три блока: 1) разработка методов контроля; 2) выбор необходимого комплекса методов и технологий, обеспечивающих надлежащий контроль за разработкой в зависимости от геолого-технических особенностей месторождения; 3) обоснование перечня параметров, подлежащих контролю, и периодичности контроля с учетом методов, использованных при прогнозировании показателей разработки.

В работе рекомендованы методы контроля параметров, определяемых по результатам лабораторного изучения образцов пористой среды и насыщающих их флюидов, а также по данным гидрогеологических, газогидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин. Эти результаты и данные эксплуатации скважин должны быть проанализированы и обобщены с помощью методов, изложенных в главе 1 книги, в целях принятия решений по дальнейшей разработке залежи. В разделах книги приведены результаты, полученные совместно с Г.С. Степановой, Э.Э. Рамазановой, М.С. Разамат (п. 4.2); Р.Д. Бабаевым и А.А. Сулеймановым (п. 4.6); Б.Е. Сомовым (пп. 5.5-5.7); Р.Н. Бахтизиным и Т.А. Самедовым (п. 5.9); Р.М. Сатдаровым и М.С. Худиевым (п. 7.1); Н.Б. Штибиной и Р.К. Зейналовым (пп. 7.3, 7.13); К.И. Исмайловым (п. 7.12); А.М. Мамедзаде и Ф.Г. Велиевым (п. 9.1); А.Л. Шабановым (п. 9.5); Л.Г. Петросяном (п. 10.1); Л.З. Цлав, Н.Н. Деевым и Г.И. Кутыревой (п. 10.2); Г.Г. Вахитовым, Э.М. Симкиным (пп. 10.3, 10.4); А.Ф. Андреевым и др. (п. 10.5).

При работе над предлагаемой книгой развиты и широко использованы материалы книги А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметова, К.С. Басниева, А.И. Гриценко, Г.В. Рассохина и А.Т. Шателова «Технология добычи природных газов» (М.: Недра, 1987). В новой книге авторы сохранили большую часть материалов, написанных безвременно ушедшими из жизни профессорами И.М. Аметовым и Г.В. Рассохиным, многолетнее творческое сотрудничество с которыми способствовало развитию научных основ современных и перспективных нефтегазовых технологий.

Авторы благодарны своим коллегам и ученикам в Москве, Уфе, Ухте и Баку за многолетнее плодотворное сотрудничество и дискуссии.



## ПРИМЕНЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ И АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ

## 1.1. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ В ГАЗОДОБЫЧЕ

Повышение эффективности процессов промысловой подготовки, добычи природного газа и конденсата, увеличение компонентоотдачи пластов могут быть достигнуты путем создания более совершенных научных основ этих процессов, новых методов и технологий разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, промысловой и заводской подготовки газа и конденсата.

Опыт газодобывающей промышленности показывает, что одной из основных является проблема повышения степени извлечения газа и конденсата из продуктивных пластов. Из анализа данных разработки большого числа месторождений следует, что в ряде случаев коэффициент газоотдачи оказывается недопустимо низким (на некоторых месторождениях он не превышает 0,3-0,5), а пластовые потери конденсата соизмеримы с потерями нефти в пласте.

Газовое или газоконденсатное месторождение представляет собой сложную систему, состоящую из большого числа элементов (скважины, установки комплексной подготовки газа, трубопроводы и т.п.), взаимодействующих между собой и с внешней средой на разных уровнях, причем зачастую это взаимодействие носит неопределенный характер. Эти элементы (объекты) обычно многофункциональны (например, установка комплексной подготовки газа); связи являются переменными, обеспечивающими многорежимное функционирование; управление объектами носит иерархический характер, предусматривающий сочетание централизованного управления или контроля с автономностью. Перечисленные свойства являются отличительными особенностями сложных или больших систем; при этом их проектирование, анализ, исследование и управление возможны лишь на основе системного подхода. Л. Заде сформулировал «принцип целостности», согласно которому большие системы нельзя изучать точно, на основе единой модели.

Зависимости между элементами большой системы являются разнообразными, сложными и не всегда определенными, в результате чего построение единой модели затруднительно или вообще невозможно. В связи с этим при моделировании больших систем используют многоуровневое (иерархическое) описание, причем иерархическая структура системы не остается фиксированной, а определяется конкретными целями и задачами исследования. Так, с одной стороны, скважина и призабойная зона пласта при рассмотрении эксплуатационных задач являются основными элементами, а пласт выполняет функцию внешнего источника. С другой стороны, изучая процесс обводнения залежи, за основной элемент принимают пласт с комплексом свойств (неоднородность, расчлененность и т.д.), а скважины имеют второстепенное значение, выполняя в первую очередь функции индикаторов процессов.

Многоуровневое описание предполагает использование различных формальных языков, каждый из которых соответствует выбранному уровню описания поведения системы. Например, используют методы гидродинамики, термодинамики, физикохимии, кибернетики и другие на основе адекватного математического аппарата.

Принципиальной особенностью управления сложной системой является принцип необходимого многообразия, который можно выразить в несколько другой форме: многообразие может быть разрушено только многообразием. Смысл этого утверждения таков: если необходимо перевести систему из одного заданного состояния в другое состояние или вид поведения вне зависимости от внешних воздействий, то подавить многообразие в ее поведении, т.е. из многообразия ее возможных состояний реализовать заданное, можно только в том случае, если многообразие уравнений не меньше многообразия состояний. Сужая область рассмотрения разработкой и эксплуатацией газовых и газоконденсатных месторождений (и вообще месторождений углеводородов всех типов), получаем важный вывод: системы проектирования и эксплуатации должны быть гибкими и адаптирующимися, чтобы можно было оперативно изменять ход разработки месторождения, включая и техническую сторону дела.

При анализе системы и выборе иерархии структуры следует иметь в виду принцип Парето, согласно которому 80 % следствий вызываются 20 % причин, и наоборот. Простейшей иллюстрацией этого является то, что обычно основная часть дебита поступает из пропластков, занимающих малую часть всей продуктивной мощности.

Аналогично, рассматривая показатели фонда добывающих скважин, можно отметить, что обычно распределение числа скважин по дебитам имеет асимметричный характер, так что большая часть добычи газа определяется работой меньшей части фонда, и наоборот.

В качестве примера рассмотрим данные по скважинам Оренбургского месторождения. На рис. 1.1, *а* приведена гистограмма распределения числа скважин по дебиту газа (всего анализу было подвергнуто 333 скважины), на рис. 1.2, *а* – по дебиту воды (всего 45 скважин). Как следует из анализа рис. 1.1, *б* и 1.2, *б*, распределение имеет гиперболический характер. При этом 60 % добычи газа дают примерно 30 % скважин, а 80 % воды добывается из 15 скважин (33 % из 45 обводнившихся). Выделение на основе принципа Парето основных факторов или основных объектов, определяющих данный технологический процесс, позволяет правильно организовать и планировать необходимые мероприятия.



Рис. 1.1. Гистограмма распределения числа скважин по дебиту газа (a) и зависимость log N от log Qr (6)

Отметим также, что в условиях управления большой системой, несмотря на наличие ошибок в локальных пунктах принятия решения, иерархическая система в целом может функционировать нормально, незначительно отклоняясь от оптимальной траектории. Однако это не означает допустимость локальной безответственности, поскольку накапливающиеся ошибки могут привести к незначительным отклонениям. Дело осложняется тем, что и исходное состояние залежи, и прогноз ее разработки начиная с любого момента ее истории известны в лучшем случае с некоторой вероятностью, поэтому ошибки в управлении значительно затрудняют предсказание последующего хода эксплуатации месторождения.

На всех этапах «жизни» месторождения начиная с разведки и проектиро-



Рис. 1.2. Гистограмма распределения числа скважин по дебиту воды (a) и зависимость  $\log N$  ot  $\log Q_{\rm B}(\delta)$ 

вания и кончая заключительной стадией успешность в целом определяется совокупностью конкретных решений, принимаемых на любом уровне и этапе функционирования. Под решением понимается следующее. Пусть планируется какое-то мероприятие, направленное на достижение определенной цели. У специалиста, намечающего мероприятие, всегда имеется некоторая свобода выбора действий. При этом решение обычно должно приниматься в конфликтной ситуации, когда невозможно одновременно удовлетворить нескольким критериям (например, выбрать темпы разработки в условиях обводнения месторождения). Решение – это и есть какой-то выбор из ряда имеющихся возможностей, дающий определенное компромиссное удовлетворение нескольким критериям (многокомпромиссная задача).

Принципиальным является то обстоятельство, что, как правило, решение принимается в условиях недостаточной информации. Примерами такой ситуации служат проектирование разработки месторождения по данным, полученным на нескольких разведочных скважинах, выбор метода и параметров обработки призабойной зоны пласта и т.д. Помимо естественной неопределенности, такой, например, как коллекторские свойства пласта, неопределенность обусловливается также невозможностью проведения полного обследования фонда скважин вследствие ограниченности времени и материальных и людских резервов. В таких условиях, очевидно, нереально рассчитывать на получение наилучшего решения. Использование методов исследования операций, т.е. раздела науки, изучающего применение математических методов для обоснования целесообразных решений, принимаемых человеком, позволяет получить лишь решение лучшее из худших.

При принятии технологических решений необходимо не только учитывать достижение наилучшего эффекта на данном объекте, но и оценку влияния их на будущее. Например, при проведении обработки призабойной зоны следует ориентироваться не только на изменение показателей работы данной скважины, но и учитывать возможные изменения режимов работы соседних скважин, а также последующий ход разработки месторождения.

Важное значение для улучшения технологических показателей имеет контроль за ходом разработки месторождения. Существующие и широко применяющиеся в настоящее время методы контроля несмотря на их многообразие обладают тем недостатком, что позволяют выявлять изменения в ходе разработки апостериори, когда это изменение уже произошло (или начало происходить). Например, начало обводнения месторождения определяется по искривлению p/z-зависимости (p – пластовое давление, z – коэффициент сверхсжимаемости) и появлению воды в продукции скважин, т.е. когда влияние воды стало уже ощутимым. В то же время успешное регулирование процессов разработки требует принятия не только оперативных решений, но и решений, направленных на исправление будущего хода разработки, выбора мероприятий с целью предупреждения нежелательных осложнений или их ослабления. В настоящее время для этого применяют диагностические методы, методы теории пределов роста, теории динамических систем, в частности теории катастроф, и т.д. Использование комплекса методов позволяет повысить надежность принимаемых решений.

Выбор метода обоснования принимаемого технологического решения определяется как условиями задачи, так и имеющейся в распоряжении специалиста информацией. Как правило, решения приходится принимать в условиях неопределенности свойств пластовой системы и вероятностной предсказуемости успешности предлагаемого мероприятия. Задачи такого типа удобно формулировать в терминах теории игр, точнее, класс таких задач представляет в формализованном виде игру с природой.

Опишем в качестве примера задачу о выборе метода воздействия на залежь, не приводя формальной математической постановки. Решение, обеспечивающее выполнение заданного критерия (например, минимума удельных затрат) приходится принимать в условиях неопределенности состояния залежи, возможной (вероятной) оценки успешности мероприятия. В этих условиях необходимо подобрать объект для проведения воздействия и выбрать тип воздействия. С использованием методов теории игр оптимальная стратегия представляется в виде случайного выбора с некоторыми вероятностями элементарных решений из набора возможных решений, имеющихся в распоряжении инженера.

Следует иметь в виду, что какое бы решение относительно проведения того или иного технологического мероприятия (исключая наземные линии) ни было выбрано, его реализация будет совершаться посредством скважины. Иными словами, скважины с их технологическим режимом работы и состоянием ствола, призабойной зоны пласта и другими параметрами являются единственными регуляторами эксплуатации месторождения. Этим определяются и выработка различных зон пласта, и характер продвижения воды в залежь, и темпы отбора. По характеру взаимодействия между скважинами устанавливают места расположения застойных зон, бурения дополнительных скважин и т.д. Поэтому необходимо иметь по возможности более полную информацию о параметрах системы, в частности оперативно обследовать имеющийся фонд скважин.

Однако такая задача оказывается невыполнимой, так как требует значительного времени и большого числа бригад для исследования. Получение необходимой информации для принятия решений в такой ситуации может быть обеспечено, например, применением методов теории порядковых статистик, позволяющих при определенных условиях по результатам измерений на нескольких скважинах восстанавливать значения соответствующих параметров по всем скважинам. Отметим здесь, что этот подход хорошо приспособлен для оценки новых методов на основе поэтапного принятия решений.

Сделаем еще одно замечание о характере принимаемых технологических решений. Как правило, проводимые мероприятия имеют массовый характер, например мероприятие, направленное на повышение производительности скважин. Ввиду большого числа скважин выбрать тип мероприятия и его параметры индивидуально по каждой скважине не представляется возможным. Мероприятия назначают для групп скважине не представляется возможным. Мероприятия назначают для групп скважине в целом, объединенных по степени близости технологических показателей на основе методов классификации. Поэтому мероприятия проводят более или менее унифицированно, одинаково для всех скважин группы. Поскольку все скважины различны, то ожидать одинакового эффекта не приходится; более того, где-то может быть получен и отрицательный эффект. При планировании мероприятий в таких условиях как возможную идеологию можно принять ориентацию на выигрыш в среднем, а не по каждой скважине. При таком подходе учитывается и взаимодействие между скважинами, т.е. эффект получается и в целом.

При планировании и внедрении новых технологических мероприятий в больших масштабах стратегия принятия решений должна обеспечивать поэтапное уменьшение риска на разных стадиях реализации процесса. Приведем одну из возможных схем такого подхода. На первом этапе после начала процесса необходимо оперативно оценить целесообразность его продолжения. Пусть, например, проводится некоторое технологическое мероприятие по скважинам, рассчитанное на увеличение дебита. Используя методы порядковых статистик, можно получить зависимость между дебитом скважин и их рангами по дебитам. Далее на основании проведения операций в двух-трех скважинах оценивают новую зависимость дебитов от ранга и путем сравнения с прежней зависимостью делают вывод о целесообразности продолжения мероприятия или же о его неэффективности.

Далее выбирают те скважины, где следует ожидать наиболее благоприятных результатов. Такой выбор можно осуществить, например, на основе принципа Парето. В этом случае риск получить отрицательный эффект снижается.

На следующем этапе необходимо по уже имеющимся данным дать прогноз возможных последствий осуществляемого мероприятия.

Для этой цели хорошо приспособлен аппарат теории марковских цепей. Так как между скважинами (или более крупными объектами) имеется взаимодействие, то эффект воздействия будет как-то перераспределяться между скважинами. Сгруппировав скважины в определенные классы по определяющему признаку, например интервалу дебитов, можно на основе уравнений для вероятностей переходом Колмогорова определить финальные состояния, которые позволяют интегрально оценить последствия мероприятия, или, иными словами, дать прогноз его эффективности в целом.

Исходя из приведенного анализа можно сделать вывод, что ситуации, с которыми сталкивается газовик при принятии решений, весьма разнообразны и достаточно неопределенны, а получение необходимой дополнительной информации затруднено или вообще невозможно. Поэтому в соответствии с принципом дополнительности при принятии решений необходимо наряду с применением детерминированных и вероятностно-статистических методов использовать и адаптационные методы принятия решений, а также различные эвристические приемы, основанные на опыте и интуиции инженера.

Один музыкант сказал, что симфония лежит между однотонным ревом заводской трубы и какофонией восточного базара. Если считать, что рев трубы – это доведенный до крайности звуковой порядок, а гомон базара – полный хаос, то это определение можно отнести и к предмету нашего обсуждения.

## 1.2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ГАЗОДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОРЯДКОВЫХ СТАТИСТИК

Теория порядковых статистик изучает свойства объектов, занимающих определенные места (ранги) в упорядоченной выборке. Эта теория оперирует данными, к которым не предъявляют таких требований традиционных статистических методов, как, например, однородность выборки, значительный объем статистического материала, зависимость элементов выборки и др. Между значением элемента выборки и местом, которое он занимает после упорядочения, существует столь значительная связь, что в ряде случаев можно делать статистические оценки и выводы по рангам элементов выборки. Для проведения соответствующих расчетов необходимо знать закон распределения и его параметры.

Свойства порядковых статистик можно с успехом использовать для диагностики и прогнозирования процессов разработки газовых месторождений.

Рассмотрим образование порядковых статистик на конкретном примере. Пусть выборка представлена *n* дебитами газовых скважин, эксплуатирующих одну залежь, причем дебиты скважин распределены по известному закону d(x). Известно, что для фиксированного объема выборки *n* элемент ранга *m* является случайной величиной с плотностью распределения  $\phi_n^m(x)$ . Тогда в качестве количественной оценки элементов выборки можно принять математическое ожидание соответствующих статистик.

Покажем применение этого метода на примере прогноза дебитов газовых скважин. Для начала необходимо определить функцию распределения дебитов скважин. Нами было определено, что на месторождении Наип распределение дебитов скважин по газу подчиняется нормальному закону.

С учетом того, что функция распределения дебитов скважин в месяц, который берется за основу прогноза, не отличается от следующего, прогнозного месяца, величина q<sub>i</sub> займет определенное место в упорядоченном ряду значений дебитов скважин, что соответствует некоторому рангу.

Теперь для оценки неизвестного параметра плотности распределения можно воспользоваться следующим соотношением:

$$R_i = 1 + (n - 1)\Phi(u_i). \tag{1.1}$$

Для иллюстрации предлагаемой методики рассмотрим прогноз дебитов скважин III и IV6 горизонтов месторождения Наип на апрель 1984 г. (табл. 1.1). При подготовке данных были исключены результаты измерений дебитов скважин, по тем или иным причинам резко изменившим режим работы.

Для прогноза используем две случайно выбранные опорные точки – в нашем случае это дебиты скважин 119 и 371 с рангами 6 и 16. Для прогноза дебитов всех остальных скважин в апреле используем результаты измерений только по этим двум скважинам.

По формуле (1.1) определим для опорных значений

$$\Phi(u_6) = 5/22 = 0,227;$$
  
$$\Phi(u_{16}) = 15/22 = 0,682.$$

Значения  $\Phi(x)$  при положительных значениях x в табличном виде приведены в работе [30]. Для отрицательных значений x функцию  $\Phi(x)$  определяют из тождества  $\Phi(x) + \Phi(-x) = 1$ . Тогда

$$\Phi(u_6) + \Phi(-u_6) = 1; \qquad (1.2)$$
  
$$\Phi(-u_6) = 1 - 0.227 = 0.773.$$

Использовав значения дебитов опорных скважин в апреле, соответственно получим

$$\begin{cases} u_6 \sigma = q_6 - \bar{q}; \\ u_{16} \sigma = q_{16} - q. \end{cases}$$
(1.3)

Таблица 1.1

Результаты прогнозирования	і дебитов газа по	III и IV	горизонтам	месторождения	Наип
----------------------------	-------------------	----------	------------	---------------	------

Номер сква- жины	Q <sub>r1</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> ∕мес	Q <sub>г2</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> ∕мес	R <sub>i</sub>	ui	Q·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> ∕мес	Ошибка про- гноза, %
118 111 333 395 125 119 304 110 201 366 367 104 306 108 364 371 114 113 302 338 115	1054 1767 1767 1829 2163 2356 2511 2542 2635 2665 2976 2976 2976 2976 3038 3523 3665 3658 3658 3658 3924 3937 4051 4464	870 1440 1508 2190 1950 2400 2100 2400 2190 2400 2190 2400 2190 2520 2760 3330 3000 3720 3060 2440 3330 3390 2900	- 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21	$\begin{array}{c} -\\ -1,691\\ -1,335\\ -1,097\\ -0,908\\ -0,748\\ -0,604\\ -0,473\\ -0,349\\ -0,230\\ -0,114\\ -0,000\\ +0,114\\ +0,230\\ 0,349\\ 0,473\\ 0,604\\ 0,748\\ 0,908\\ 1,097\\ 1,335\\ \end{array}$	- 1139 1445 1650 1812 1950 2075 2187 2294 2396 2495 2593 2691 2791 2893 3000 3113 3237 3374 3537 3741	$\begin{array}{c} -\\ 20,9\\ 0,4\\ 9,4\\ 17,2\\ 0\\ 13,6\\ 4,1\\ 4,5\\ 9,4\\ 4,0\\ 23,5\\ 6,8\\ 1,1\\ 13,1\\ 0,0\\ 16,3\\ 5,8\\ 4,1\\ 6,2\\ 10,4\\ 10,4\\ \end{array}$
110	4745	3900 3840	23	-	4047	3,0

Решив систему (1.3), определим математическое ожидание выборки  $\bar{q}$  и дисперсию  $\sigma$ :  $\bar{q} = 2593,2\cdot10^3 \text{ м}^3$ ;  $\sigma = 859,9\cdot10^3 \text{ м}^3$ .

Зная  $\bar{q}$  и с, по формуле (1.3) вычислим прогнозные значения дебитов скважин в апреле. Результаты расчетов и относительные ошибки приведены в табл. 1.1. Рассмотрим пример расчета:

$$q_{\rm B} = -0.473 \cdot 859.9 + 2593.2 = 2187 \cdot 10^3 \,{\rm m}^3$$
.

Среднее значение относительной ошибки прогноза составило 8,5 %.

При изменении опорных точек несколько изменяются прогнозные значения дебитов скважин и средняя относительная ошибка. Так, при выборе в качестве опорных скважин 359, 108 и 304, 371 средние относительные ошибки прогноза составили соответственно 8,9 и 9,5 %.

Худшие результаты прогноза получаются при использовании в качестве опорных точек значений дебитов скважин, работающих нестабильно по тем или иным причинам.

Эту методику можно рекомендовать для использования на газоконденсатных месторождениях в случае невозможности или затрудненности проведения регулярных измерений на скважинах. В подобных условиях она позволяет ограничиться периодическими измерениями на всех скважинах месторождения (например, один раз в квартал), а в промежутках использовать предложенную прогнозную методику с незначительным (две скважины на прогнозируемый ряд дебитов) числом ежемесячных измерений.

Покажем применение указанных методов порядковой статистики для прогноза буферных давлений газовых скважин на примере III горизонта месторождения Наип за I-III кв. 1983 г.

Анализ закона распределения выборки, состоящей из значений буферных давлений, измеряемых поквартально на всех скважинах всех горизонтов место-

рождения Наип, показал, что на протяжении периода разработки распределение является нормальным. Данные для расчета прогнозных значений буферного давления  $p_6$  скважин во II кв. 1983 г. на базе данных I кв. того же года приведены в табл. 1.2.

Выберем из табл. 1.2 скважины 104 и 115 в качестве опорных. Покажем расчет прогнозных значений *p*<sub>6</sub> по описанной выше методике.

Определим для опорных точек значения  $u_4$ ,  $u_{16}$  по формуле (1.1):

$$\Phi(u_4) = \frac{3}{18} = 0,167; \quad \Phi(u_{16}) = \frac{15}{18} = 0,833.$$

Из таблицы нормального распределения

$$u_4 = -0.966; \ u_{16} = 0.966.$$

Найдем  $u_i$  и для остальных значений  $p_{6i}$  (см. табл. 1.2).

По формуле (1.3) рассчитаем параметры плотности нормального распределения  $p_6$  и о, решив систему уравнений

$$\begin{cases} u_4 \sigma = p_{64} - \overline{p}_6; \\ u_{16} \sigma = p_{616} - \overline{p}_6. \end{cases}$$

Получим  $\overline{p}_6 = 48,16$  и  $\sigma = 0,304$ .

По формуле (1.2) вычислим прогнозные значения буферного давления скважин за II кв. 1983 г. (см. табл. 1.2).

Приведем пример расчета для определения прогнозного значения буферного давления:

$$\overline{p}_{6112} = -0.432 \cdot 0.304 + 4.816 = 4.68$$
 MIIa.

Рассчитанная средняя относительная ошибка прогноза составила 3,0 %.

Номер сква-	$p_6 \cdot 10$ ,	МПа	$\Phi(u_i)$		Прогнозное	06 P/
жины	І кв.	II кв.	$\Phi(u_i)$	u <sub>i</sub>	значение <i>р</i> <sub>6</sub> -10, МПа	Ошиока, %
$\begin{array}{c} 301 \\ 107 \\ 110 \\ 104 \\ 125 \\ 100 \\ 112 \\ 373 \\ 107 \\ 119 \\ 111 \\ 116 \\ 120 \\ 113 \\ 118 \\ 115 \end{array}$	46,57 46,58 46,70 47,04 47,55 47,84 48,63 48,74 48,87 48,88 50,40 50,9 51,02 51,12 52,17 52,23	$\begin{array}{r} 46,5\\ 44,2\\ 46,1\\ 45,2\\ 48,7\\ 44,2\\ 47,9\\ 48,8\\ 46,4\\ 48,8\\ 50,1\\ 48,6\\ 52,3\\ 52,0\\ 51,7\\ 51,1\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} -\\ 0.056\\ 0.111\\ 0.167\\ 0.222\\ 0.278\\ 0.333\\ 0.389\\ 0.444\\ 0.500\\ 0.556\\ 0.611\\ 0.667\\ 0.722\\ 0.778\\ 0.833\end{array}$	$\begin{array}{c} -1,590\\ -1,221\\ -0,966\\ -0,376\\ -0,589\\ -0,432\\ -0,282\\ -0,140\\ 0,000\\ 0,140\\ 0,282\\ 0,432\\ 0,589\\ 0,764\\ 0,966\end{array}$	- 43,3 46,4 45,2 45,8 46,4 46,8 47,6 47,7 48,2 48,6 49,0 49,5 49,9 50,5 51,1	2,0 4,2 0,0 5,9 4,9 2,2 3,1 2,9 1,3 3,0 0,9 5,4 4,0 2,4 0,0
108 1 114	54,35 54,50 55,5	53,1 53,3 54,9	0,889 0,944 -	1,221 1,590 -	51,9 53,0 -	2,3 0,6 -

Результаты прогнозирования буферного давления скважин III горизонта месторождения Наип на II кв. 1983 г.

Таблица 1.2

#### Таблица 1.3

Номер сква-	<i>p</i> <sub>6</sub> ·10,	ΜПа	<b>•</b> ()		Прогнозное	06 9/
жины	І кв.	Ш кв.	$\Psi(u_i)$	$u_i$	мПа	Ошнока, ло
301 107 110 104 125 100 112 373 107 119	46,57 46,58 46,70 47,04 47,55 47,84 48,63 48,74 48,87 48,87 48,88	47,14 45,2 46,5 43,5 45,53 46,9 46,7 48,36 46,4 46,4 47,3 50,5	0,056 0,111 0,167 0,222 0,278 0,333 0,389 0,444 0,500	-1,590 -1,221 -0,966 -0,376 -0,589 -0,432 -0,282 -0,140 0,000	- 45,1 45,6 46,0 46,3 46,5 46,7 46,9 47,1 47,3	0,2 1,9 5,7 1,7 0,9 0,0 3,0 1,5 0,0
111 116 120 113 118 115 108 1 114	50,9 51,02 51,12 52,17 52,23 54,35 54,50 55,5	47,15 52,02 48,1 52,18 48,1 49,7 50,6 53,9	0,336 0,611 0,667 0,722 0,778 0,833 0,889 0,944	0,282 0,432 0,589 0,764 0,966 1,221 1,590	47.5 47.7 47.9 48.1 48,3 48,6 49,0 49,5 -	1,1 7,9 0,0 7,3 1,1 1,40 2,2

Результаты прогнозирования буферного давления скважин III горизонта месторождения Наип на III кв. 1983 г.

В табл. 1.3, составленной подобно предыдущей, приведены данные для прогноза буферного давления по скважинам III горизонта месторождения Наип на III кв. 1983 г. на основе данных I кв.

По описанной выше последовательности выберем опорные точки. Возьмем для этой цели результаты измерений буферных давлений на скважинах 112 и 113. Определим для этих точек  $u_7$  и  $u_{14}$ :

$$\Phi(u_7) = \frac{6}{18} = 0,333; \quad \Phi(u_{14}) = \frac{13}{18} = 0,722.$$

Найдем  $\bar{p}_6$  и  $\sigma$ , решив систему уравнений

$$\begin{cases} u_7 \sigma = p_{67} - \overline{p}_6; \\ u_{14} \sigma = p_{614} - \overline{p}_6. \end{cases}$$

Получим значения  $\bar{p}_6 = 4,73$  и  $\sigma = 0,137$ .

По формуле (1.2) вычислим прогнозные значения буферных давлений остальных скважин (см. табл. 1.3).

Значение средней относительной ошибки прогноза составило 4,4 %, что несколько выше ошибки, полученной при прогнозе значений буферного давления за II кв., но допустимо для поставленной задачи.

Таким образом, методика позволяет с приемлемой точностью давать прогноз значений буферных давлений на скважинах на период в один или два квартала, что дает возможность измерять буферное давление периодически в случае отсутствия возможностей, например, один раз в два-три квартала, а динамику изменения буферных давлений в промежутках между комплексными измерениями получать, производя измерения только на двух опорных скважинах.

## 1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАСТОЙНЫХ ОБЛАСТЕЙ

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений необходимо уяснить структуру взаимодействия между скважинами. От правильного решения этого вопроса в значительной мере зависит решение следующих вопросов рациональной разработки месторождений: создание наиболее выгодной сетки размещения скважин, регулирование продвижения контура краевых вод, определение положения остаточных целиков газа и т.д.

В качестве критериев взаимодействия используют такие статистические критерии, как корреляционное отношение, коэффициент ранговой корреляции Спирмена, функции желательности и др.

Известно, что застойные зоны – это участки залежи, характеризующиеся любой фильтрацией пластового флюида. Наличие их в пластах – это результат неполного охвата пласта дренированием. А это, в свою очередь, является следствием неоднородности залежи, наличия начального градиента давления, неравновесности процессов фильтрации и т.д.

Обнаружение застойных зон, в которых может содержаться определенная часть запасов газа и конденсата, имеет большое значение при проведении мероприятий по повышению конечного коэффициента газо- и конденсатоотдачи, например, при выборе мест бурения уплотнительных скважин.

Для определения характера взаимодействия скважин и обнаружения застойных зон предложены математико-статистические методы, позволяющие с помощью определенных критериев диагностировать наличие или отсутствие взаимодействия между скважинами или группами скважин по дебитам газа, конденсата и воды.

Степень взаимодействия скважин определяют с применением коэффициента ранговой корреляции Спирмена ввиду простоты и низкой трудоемкости вычислений. Кроме того, использование рангового критерия не накладывает ограничений на нормальность распределения.

Применение ранговых критериев основано на свойствах ранговых последовательностей, которые заменяют действительные значения наблюдений, сохранять информацию об исходной выборке.

Ранговый коэффициент корреляции Спирмена предназначен для оценки наличия связи между двумя рядами наблюдений.

Приведем порядок расчета этого коэффициента.

Основой расчета являются два ряда данных –  $x_i$  и  $y_i$  (i = 1, 2, ..., n, где n -число наблюдений).

Ранжируем данные в порядке возрастания, создавая два новых ряда –  $dx_i$  и  $dy_i$ . Далее рассчитываем разность  $d_i = dx_i - dy_i$ , затем определяем  $S = \sum_{i=1}^n d_i^2$  и

коэффициент ранговой корреляции Спирмена по формуле

$$r_s = 1 - \frac{6S}{n(n+1)(n-2)}.$$
 (1.4)

Критическое значение r<sub>s</sub> приемлемого уровня значения d находим по таб-

личным данным из [52]. Если рассчитанное значение  $r_s > r_{skp}$ , то взаимодействие между скважинами имеется.

Далее рассмотрим применение описанной методики для IV горизонта месторождения Наип. Приведем пример расчета коэффициента парной корреляции Спирмена между дебитами газовых скважин 332 и 365 за 1983 г.

В табл. 1.4 порядковый номер строки (1–12) соответствует месяцу года (январь – декабрь);  $Q_1$  и  $Q_2$  – среднесуточные дебиты газа соответственно скв. 332 и скв. 365;  $dx_i$  и  $dy_i$  – ранги, соответствующие значениям дебитов газа. Ранжирование проводили присваиванием значениям дебитов газа порядковых номеров по мере убывания, т.е. максимальному значению в ряду дебитов газа скв. 332, равному 178 тыс. м<sup>3</sup>/сут, присваивали ранг  $dx_3 = 1$ , а минимальному дебиту, равному 54 тыс. м<sup>3</sup>/сут, ранг  $dx_{12} = 12$ . Равным значениям дебитов присваивали средние значения рангов. Например, трем равным значениям дебитов газа для скв. 365, равным 57 тыс. м<sup>3</sup>/сут, присваивали ранг 5,0. Параметр  $d_i$  – разности между соответствующими рангами дебитов газа, параметр  $d_i^2$  – квадрат этих разностей.

В случае наличия повторяющихся значений дебитов в формулу для расчета коэффициента корреляции Спирмена вводят поправку, и она приобретает вид

$$r_{s} = 1 - \frac{6S}{n(n+1)(n-1) - \frac{1}{2}\sum T_{i}},$$
(1.5)

где

$$\sum_{i=2}^k T_i = \sum_{i=2}^k n'_i t_i;$$

n<sub>i</sub> – число повторений значений ранжируемого ряда по *i* раз.

В рассматриваемом примере в рядах значений  $Q_1$  и  $Q_2$  дважды встречаются повторения одинаковых значений дебитов по 2 раза и единожды по 3 раза. Следовательно,  $\sum_{i=2}^{3} T_i = 2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 3 + 1 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 = 36$ .

Коэффициент корреляции Спирмена между дебитами скважин 332 и 365

Таблица 1.4

№ п/п	$Q_1 \cdot 10^{-3}, \text{ m}^3/\text{cyt}$	Q₂·10 <sup>3</sup> , м <sup>3</sup> /сут	dx <sub>i</sub>	$dy_i$	di	$d_i^2$
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	172 171 178 58 62 63 65 62 60 61 57 54	126 171 178 58 62 63 65 62 60 61 57 54	2 3 1 6,5 5 4 6,5 9 8 11 12	2 3 1 5 5 5 7,5 7,5 9 11 12	0 0 0 1,5 0 0 1 1,5 1 0 0	$\begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 2,25 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 2,25 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \end{array}$

Данные для расчета коэффициента корреляции Спирмена

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot 7, 5}{12 \cdot 13 \cdot 11 - 0, 5 \cdot 36} = 0,973.$$

В некоторых случаях коэффициенты корреляции между дебитами скважин могут оказаться ложными, и наоборот, т.е. корреляционные связи или отсутствие таковых между двумя скважинами обусловлены влиянием третьей скважины. В этом случае следует воспользоваться частным коэффициентом корреляции, который характеризует связь между двумя явлениями при исключении третьего:

$$r_{ab/c} = \frac{r_{ab} - r_{ac}r_{bc}}{\sqrt{\left(1 - r_{ac}^{2}\right)\left(1 - r_{bc}^{2}\right)}},$$

где  $r_{ab}$ ,  $r_{ac}$ ,  $r_{bc}$  – коэффициенты парной корреляции.

Приведем пример проверки наличия корреляционной связи между скважинами 332, 336 и 365 месторождения Наип. Для простоты обозначим: скв. 332 - а, скв. 365 - b, скв. 336 - с. Расчет парных коэффициентов корреляции дал следующие результаты:  $r_{ab} = 0.97$ ;  $r_{ac} = r_{bc} = 0.84$ . Частные коэффициент корреляции в этом случае:  $r_{ab/c} = 0.900$ ;  $r_{bc/a} =$ 

 $= r_{ca/b} = 0,20.$ 

Таким образом, при исключении влияния скв. 336 подтверждается значимый коэффициент корреляции между скважинами 332 и 365, в то время как поочередное исключение влияния скважин 332 и 365 не подтвердило значимых связей между скважинами 332 и 336, 365 и 336.

Расчет частных коэффициентов корреляции между скважинами 366, 336 и 304 (соответственно a, b, c) дал следующие результаты:  $r_{ab} = 0.84$ ;  $r_{ac} = 0.1$ ;  $r_{bc} =$  $= -0.35; r_{ab/c} = 0.939; r_{bc/a} = 0.804; r_{ca/b} = 0.775.$ 

Следовательно, можно сделать вывод о существовании корреляционной связи между скважинами 336 и 304, которая была замаскирована влиянием скв. 366.

Проверка частными коэффициентами корреляции предварительно рассчитанных парных коэффициентов корреляции между дебитами в группе взаимодействующих скважин позволяет повысить достоверность картины взаимодействия.

По описанной выше методике были рассчитаны парные коэффициенты ранговой корреляции Спирмена между дебитами остальных скважин IV6 горизонта месторождения Наип за 1983 г.

Анализ полученных результатов показал наличие как сильных, так и слабых корреляционных связей между скважинами горизонта, а также наличие невзаимодействующих между собой скважин. При этом степень взаимодействия скважин с годами изменяется. Непосредственная интерпретация полученных результатов затруднена ввиду большого количества информации, поэтому вторым этапом является вычисление интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции для каждой скважины.

Для вычисления интегральных оценок все скважины исследуемого горизонта разобьем на отдельные группы – по три-четыре скважины в каждой группе, причем группы перекрывают одна другую. Для IV6 горизонта выделим следующие группы (по данным 1983 г.): 1-я - скважины 368, 305, 369, 395; 2-я - скважины 365, 368, 305, 334; 3-я - скважины 334, 365, 364, 332; 4-я скважины 303, 332, 308, 200; 5-я - скважины 332, 365, 373, 336, 304; 6-я - скважины 366, 373, 308, 333; 7-я – скважины 333, 366, 338, 302; 8-я – скважины

#### Таблица 1.6

	T - 4	ć	4 5					
Габлица 1.5 Результаты расчета коэффициентов парной корреляции						Желательность показателя	Количест- венная отметка на	Приведенный коэффициент корреляции г <sub>пр</sub>
Номер скважины	332	365	373	336	304	Очень хорошая Хорошая	0,80-1,00	2,0
332 365 376 336	- 0,97 0,15 0,2	0,97 - 0,1 0,2	0,15 0,1 - -0,13	0,2 0,2 -0,13 -	0,1 0,1 0,20 -0,35	Удовлетвори- тельная Плохая Очень пло-	0,37-0,63 0,20-0,37 0,00-0,20	0,60 0 -0,5
304	0,1	0,1	0,2	-0,35	_	хая		

Шкала желательности для коэффициентов ранговой корреляции

366, 338, 306, 336; 9-я - скважины 306, 371, 213, 377, 307; 10-я - скважины 305, 369, 370, 306, 217.

Интегральные оценки коэффициентов ранговой корреляции в группах определим по следующей формуле:

$$D_{i}^{j} = \sqrt[n]{r_{1}, r_{2}, \dots, r_{n}}, \qquad (1.6)$$

где *i* – номер скважины; *j* – номер группы.

Для примера расчета интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции между дебитами скважин рассмотрим 5-ю группу, в которую вошли скважины 332, 365, 373, 336, 304 (табл. 1.5).

Для указанных скважин найдем коэффициенты ранговой корреляции:  $D_{332}^{(5)} = \sqrt{0,97 \cdot 0,15 \cdot 0,2 \cdot 0,1} = 0,232; D_{355}^{(5)} = \sqrt{0,97 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,1} = 0,210; D_{373}^{(5)} = \sqrt{0,15 \cdot 0,2 \cdot 0,13 \cdot 0,35} = 0,14; D_{336}^{(5)} = \sqrt{0,2 \cdot 0,2 \cdot 0,13 \cdot 0,35} = 0,21; D_{304}^{(5)} = \sqrt{0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,35} = 0,16.$ 

Для скважин, попадающих в несколько групп, вычислим средневзвешенное значение интегральной оценки коэффициента корреляции по формуле (1.6).

Например, для скв. 332, которая входит в 3, 4 и 5-ю группы,

$$D_{332} = \sqrt{D_{332}^{(3)} D_{332}^{(4)} D_{332}^{(5)}} = \sqrt{0,93 \cdot 0,87 \cdot 0,232} = 0,571$$

Интегральным критерием степени взаимодействия отдельных скважин служит функция желательности (табл. 1.6).

В качестве граничного значения функции желательности примем  $W \ge W_{\min} = 0.37$ . При значениях интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции более 0.37 принимаем наличие взаимодействия, менее 0.37 – отсутствие взаимодействия между скважинами.

По результатам расчетов средневзвешенной оценки коэффициентов корреляции была построена карта линий равных взаимодействий скважин по газу для IV6 горизонта месторождений.

Анализ результатов позволил для данного периода разработки выделить три зоны с низким коэффициентом корреляции между дебитами газа, которые можно характеризовать как застойные: І — между скважинами 373, 304, 333, 308; ІІ — в районе расположения скважин 377 и 307; ІІІ — между скважинами 368, 395, 305, 217 и 370.

### 1.4. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

При исследовании процессов нефтегазодобычи часто возникают ситуации, когда необходимо выбрать наилучшую модель из определенного класса известных. Так, процессы роста, в частности кривые накопленной добычи, могут быть описаны моделями вида

$$y = ax^{b} + c;$$
  

$$y = ae^{bx} + c;$$
  

$$y = ax^{2} + bx + c;$$
  

$$y = (ax + b)/(cx + d);$$
  

$$y = ax + b.$$
  
(1.7)

Одним из методов выбора модели и определения ее коэффициентов является метод выравнивания, который заключается в следующем: в предположении, что между X и Y существует определенная зависимость, находят некоторые величины  $X = \varphi(x, y)$  и  $Y = \psi(x, y)$ , которые при сделанном предположении связаны линейной зависимостью. Вычислив для заданных значений x и y соответствующие значения X и Y и изобразив их графически, можно сразу увидеть, близка ли зависимость между X и Y к линейной и, следовательно, подходит ли выбранная модель или нет.

В качестве примера рассмотрим кривую суммарной добычи газа по месторождению Западный Шатлык за период 01.1976 г. – 08.1976 г. (рис. 1.3). Значения параметров x и y приведены ниже:

x, мес. $y \cdot 10^8, \text{м}^3 \dots$  1 2 3 4 5 6 7 8  $y \cdot 10^8, \text{м}^3 \dots$  575,0 1200,4 1956,0 2724,0 3641,1 4613,1 5758,7 7006,3 **1. Модель вида**  $y = ax^b + c$ . Логарифмируя, находим:  $\ln(y - c) = \ln a + b \ln x$ . Выравниваются  $Y = \ln(y - c)$  и  $X = \ln(y - c)$ :

 $Y=\ln(y-c).$ 

Сначала определяем с. Для этого находим на заданной кривой три точки с абсциссами  $X_1$ ,  $X_2$  и  $X_3 = \sqrt{X_1X_2}$  и соответствующими ординатами ( $X_1$  и  $X_2$  – произвольны). Принимаем

$$c = \frac{y_1 y_2 - y_3^2}{y_1 + y_2 - 2y_3}$$

Рассмотрим заданную кривую (рис. 1.4). Выбираем:  $X_1 = 2$ ;  $X_2 = 8$ ;  $X_3 = 4$ ;  $Y_1 = 1200,4$ ;  $Y_2 = 7006,3$ ;  $Y_3 = 2724,2$ .

Находим координаты  $X = \ln x$  и  $Y = \ln y$ . Полученные значения даны ниже:

X	0	0,69	1,10	1,39	1,61	1,79	1,95	2,08
Y	5,38	6,73	7,38	7,77	8,10	8,36	8,39	8,80

На рис. 1.4 видно, что точки ложатся на прямую, угловой коэффициент которой b = 1,65.



ждения Западный Шатлык



По отрезку, отсекаемому на оси Y, находим  $\ln a = 5,38$ , откуда a = 217. Следовательно, модель имеет вид

$$y = 217x^{1.65} + 358,6.$$

После определения коэффициентов а и b находим уточненное значение параметра как среднее значение разностей  $\Delta_i = y - ax^b$ , т.е.

$$\begin{split} \Delta_1 &= 575, 0 - 217 \cdot 1, 00 = 358, 0; \ \Delta_2 &= 1200, 4 - 217 \cdot 3, 14 = 519, 4; \\ \Delta_3 &= 1956, 0 - 217 \cdot 6, 13 = 625, 8; \ \Delta_4 &= 2724, 2 - 217 \cdot 9, 85 = 586, 8 \\ \Delta_5 &= 3641, 1 - 217 \cdot 14, 23 = 553, 2; \ \Delta_6 &= 4643, 1 - 217 \cdot 19, 23 = \\ &= 470, 2; \ \Delta_7 &= 5758, 7 - 217 \cdot 19, 23 = 470, 2; \ \Delta_8 &= 7006, 3 - \\ &- 217 \cdot 30, 91 = 298, 8; \\ c &= \left(\sum_{i=1}^n \Delta_i\right) / n = 3789, 3 / 8 = 473, 7. \end{split}$$

Уточненная модель имеет вид

$$y = 217x^{1.65} + 473.7.$$

Ниже приведены вычисленные модельные значения у:

5 3562,3 *x*..... 1 2 1154.7 3 4 2611 6 4646.3 8 7181,2 7 5854.8 1803.3 y ..... 690.7

2. Модель вида  $y = ae^{bx} + c$ . Логарифмируя, находим  $\ln (y - c) = \ln a + bx$ . Выравниваются  $Y = \ln (y - c)$  и X = x:

$$Y = \ln a + bX.$$

Далее, как и в предыдущем случае, определяем с. Для этого находим на заданной кривой точки с абсциссами  $X_1$ ,  $X_2$  и  $X_3 = (X_1 + X_2)/2$  и соответствующими им ординатами Y<sub>1</sub>, Y<sub>2</sub>, Y<sub>3</sub>. Тогда

$$c = \frac{Y_1 Y_2 - Y_3^2}{Y_1 + Y_2 - 2Y_3}.$$

На заданной кривой выбираем

 $X_1 = 2; X_2 = 8; X_3 = 5; Y_1 = 1200,4; Y_2 = 7006,3; Y_3 = 3641,1.$ 

Тогда

$$c = \frac{1244, 4 \cdot 7006, 3 - 3641, 1^2}{1244, 4 + 7006, 3 - 2 \cdot 3641, 1} = -5243, 1.$$

Находим новые координаты Х и У:

X	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Y</i>	8,67	8,77	8,88	8,89	9,09	9,20	9,30	9,41

Угловой коэффициент полученной прямой b = 0,11 (рис. 1.5). По отрезку, отсекаемому на оси *Y*, находим  $\ln a = 8,55$ , откуда a = 5166,8.

Модель имеет вид

$$y = -5243.1 + 5166.8e^{0.11x}$$

После нахождения a и b уточняем значение параметра c как среднее значение разности  $\Delta_i = y - ax^b$ :

$$\Delta_{1} = 575,0 - 5166,8 \cdot 1,12 = -5211,8; \ \Delta_{2} = 1200,4 - 5166,8 \cdot 1,25 = -5258,1; \ \Delta_{3} = 1956,0 - 5166,8 \cdot 1,39 = -5225,9; \ \Delta_{4} = 2724,2 - 5166,8 \cdot 1,55 = -5284,3; \ \Delta_{5} = 3641,1 - 5166,8 \cdot 1,73 = -5297,5; \ \Delta_{6} = 4643,1 - 5166,8 \cdot 1,93 = -5328,8; \ \Delta_{7} = 5758,7 - 5166,8 \cdot 2,16 = -5401,6; \ \Delta_{8} = 7006,3 - 5166,8 \cdot 2,69 = -5445,7. \ c = \left(\sum_{i=1}^{n} \Delta_{i}\right) / n = -42453,7 / 8 = -5306,7.$$

. . .

Уточненная модель имеет вид

$$y = -5306.7 + 5166.8e^{0.11x}$$

Далее приведены вычисленные по полученной модели значения у:

х...... 1 2 3 4 5 6 7 у...... 460,9 1131 1880,2 2715,8 5 6 7 3. Модель вида  $y = ax^2 + bx + c$ . Если выбрать на заданной кривой какую-либо точку  $(x_1, y_1)$ , то выравниваются X и  $Y = (y - y_1)/(x - x_1)$ :  $Y = (b + ax_1) + ax.$ 







Рис. 1.6. Спрямление по модели вида  $y = ax^2 + bx + c$ 

Процедура упрощается, если значения X образуют арифметическую прогрессию с разностью h. Тогда выравниваются  $Y = \Delta y \ (\Delta y = y_i - y_{i-1}, i = \overline{1, n})$ и x:

$$Y = (bh + ah^2) + 2ahx.$$

Коэффициенты а и b находим из уравнения

$$\sum_{i=1}^{n} y_{i} = a \sum_{i=1}^{n} x_{i}^{2} + b \sum_{i=1}^{n} x_{i} + nc,$$

где *п* – число измерений.

В рассматриваемом случае x изменяется с равным шагом h = 1. Рассчитанные координаты Y и соответствующие им X приведены ниже (например,  $Y_6 = y_6 - y_5 = 4643, 1 - 3641, 1 = 1002, 0$ ):

 X
 1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8

 Y
 575
 625,5
 755,6
 768,2
 916,9
 1002,0
 1115,6
 1247,6

Как видно на рис. 1.6, в перестроенных координатах данные ложатся на прямую, так как h = 1, тангенс угла наклона прямой к оси X равен 2a, вычисленное значение по графику равно 100, откуда a = 50.

По отрезку, отсекаемому на оси Y, находим a + b = 430. Следовательно, b = 430 - 50 = 380.

Параметр с определяем методом наименьших квадратов:

$$c = \left[\sum y - \left(a\sum x^2 + \sum x\right)\right] / n.$$

Для рассматриваемого случая  $\Sigma y$  = 27504,8;  $\Sigma x^2$  = 204;  $\Sigma x$  = 36; n = 8. Тогда

c = [27504, 8 - (50204 + 38036)] / 8 = 453, 1.

Полученная модель имеет вид:

$$y = 50x^2 + 380x + 453,1.$$

Далее приведены значения у, рассчитанные по полученной модели:

**4. Модель вида** y = (ax + b)/(cx + d). На заданной кривой выбираем точку  $(x_1, y_1)$ . Выравниваются  $Y = (x - x_1)/(y - y_1)$  и X = x:

$$Y = A + BX$$

Полученную формулу переписываем в виде

$$y = y_1 + \frac{x - x_1}{A + BX}$$

Для рассматриваемого примера  $X_1 = 1$ ,  $Y_1 = 575$ .

Новые координаты X = x, Y = (x - 1)/(y - 575) имеют следующие значения:

X	1	2	3	4	5	6	7
Y	0,16	0,144	0,139	0,130	0,123	0,116	0,108

Тангенс угла наклона по графику (рис. 1.7) равен 0,0075, следовательно,



*B* = 0,0075. Отрезок, отсекаемый на оси *Y*, соответствует коэффициенту. По графику он равен 0,168.

Модель имеет вид

$$y = y_1 - \frac{x - x_1}{A + Bx} = 575 - \frac{x - 1}{0,168 - 0,0075x} = \frac{0,957x - 0,034}{0,168 - 0,0075x}$$

Рассчитанные по этой модели значения у приведены ниже:

**5.** Модель вида y = ax + b. Как видно на рис. 1.3, точки исходной зависимости не ложатся на прямую.

Таким образом, исходную зависимость можно описать следующими моделями:

1)  $y = 217x^{1.65} + 473.7;$ 2)  $y = -5306.7 + 5166.8e^{0.11x};$ 3)  $y = 50x^2 + 380x + 453.1;$ 4)  $y = \frac{0.957x - 0.034}{0.168 - 0.0075x} 10^2.$ 

	Суммар-	Суммар- Модель 1			M	одель 2	2	M	одель З		M	одель 4	
x	ная дооы- ча газа <i>у</i> ·10 <sup>6</sup> , м <sup>3</sup>	Уp	$\Delta_1$	δ, %	y <sub>p</sub>	$\Delta_2$	δ, %	Уp	$\Delta_3$	δ, %	Уv	$\Delta_4$	δ, %
1 2 3 4 5 6 7 8	575 1200,4 1956,0 2724,2 3641,1 4643,1 5758,7 7006,3	690,7 1154,7 1803,3 2611,0 3562,3 4646,3 5854,8 7181,2	415,7 45,7 152,7 113,2 78,8 3,2 96,1 174,9	20,1 3,8 7,8 4,1 2,2 0 1,7 2,5	460,9 1131,5 1880,2 2715,8 3648,7 4610,0 5852,4 7150,0	114,1 68,9 75,8 8,4 7,6 33,1 93,7 143,7	19,8 5,7 3,9 0,3 0,2 0,7 1,6 2,1	881,1 1413,1 2043,1 2773,1 3603,1 4533,1 5563,1 6693,1	306.1 212,7 87.1 48,9 38,0 110,0 195,7 313,3	53,2 17,2 4,5 1,8 1,0 2,4 3,4 4,5	575 1252,1 1949,8 2724,6 3640,6 4640,7 5770.6 7057,4	0 51,7 6,2 0,4 0,5 3,1 11,9 51,1	0 4,3 0,3 0 0 0 0,2 0,7
По	всему участ	іку	<b></b>	5,3			4,3		•	11,0			0,7

Таблица 1.7 Расчетные значения погрешностей

На основании расчетов погрешностей  $\delta$ , приведенных в таблице 1.7, выбираем модель 4 как обеспечивающую наименьшую погрешность ( $y_p$  и  $y_{\phi}$  – соответственно рассчитанное и фактическое значения;  $\Delta = y_p - y_{\phi}$ ).

## 1.5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖИ ПО СОСТАВУ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ

Анализ различных методов теории распознавания образов для решения задачи классификации углеводородных залежей показывает, что при большой погрешности исходной информации, обусловленной значительными изменениями информативных признаков в пределах одной и той же залежи, наиболее эффективно применение таких методов, как ранговая классификация, последовательная процедура Вальде, и других, обладающих малой чувствительностью по отношению к этим изменениям. С этой целью пределы интервала каждого признака выбирают такими, чтобы признак для данной залежи изменялся в пределах одного или двух соседних интервалов.

В некоторых работах дано решение задачи прогнозирования наличия нефтяной оторочки в пласте на примере ранговой классификации. Было взято 102 месторождения, из них 46 – без нефтяной оторочки и 56 – с нефтяной оторочкой. В качестве информативных признаков рассматривали следующие:

$$C_1/C_{5+}$$
;  $(C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ ;  $C_2/C_3$ ;  $C_{5+}$ .

Значения каждого признака были разбиты на интервалы (табл. 1.8). Было взято по 10 месторождений каждого типа. В табл. 1.9 приведены данные расчета функции классификации Ф. Рассмотрим пример расчета для Оренбургского месторождения: по табл. 1.8  $C_1/C_{5+} = 46,9$ ; по данным табл. 1.9 – это 4-й ранг;  $(C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+} = 4,05 - 3$ -й ранг;  $C_2/C_3 = 3,06 - 3$ -й ранг;  $C_{5+} = 1,8 - 1$ -й ранг.

Функция классификации  $\Phi = 4 + 3 + 3 + 1 = 11$ .

Согласно данным табл. 1.8 и 1.9, при значении  $\Phi \ge 11$  (верхний порог) газоконденсатная залежь имеет нефтяную оторочку, а при  $\Phi \le 9$  (нижний порог) – не имеет.

Из рассмотренных 102 залежей для семи ответ был неверный и для двух ответ был неопределенный, т.е. правильно опознанные залежи составили 91 %.

Таким образом, примерно в 90 случаях из 100 распознавание залежи будет верным. Это обусловлено, как показано выше, значительным изменением состава пластового газа в процессе формирования и сохранения залежи.

В связи с этим для определения типа залежи, ее фазового состояния необходим комплексный подход. При этом желательно располагать сведениями, касающимися характеристик нефтегазового района, предыстории его формирования.

Если полученное на основе различных методов классификации решение о наличии или отсутствии в газоконденсатном пласте нефтяной оторочки согласуется с геолого-физической характеристикой района, то исходя из этого решения можно составить план последующей доразведки залежи при наименьшем числе разведочных скважин. Следует отметить, что и в тех случаях, когда геоло-

-	Габлица 1	.8
Значения	выбранных	признаков

	Состав пластового газа, % (молярная доля)							
Месторождение	$\frac{C_1}{C_{5+}}$	$\frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_{5^+}}$	$\frac{C_2}{C_3}$	C₅₊	Φ			
C	С нефтяной оторочкой							
Оренбургское Майское Уренгойское Канчуринское Коробковское Вуктыльское Русский Хутор (сев. часть) Ново-Троицкое Барса-Гельмес Урожайненское	46,9 24,7 26,9 47,0 26,2 11,68 9,6 9,3 26,7 9,85	4,05 6,29 3,11 4,72 2,24 2,25 3,12 1,88 1,16 2,43	3,06 2,38 2,42 2,63 1,46 2,23 1,58 1,58 1,58 2,74 3,15	1,8 2,8 3,18 1,8 3,4 6,4 6,74 7,84 3,45 6,83	11 13 14 12 16 18 19 20 16 17			
Без нефтяной оторочки								
Челбасское Сердюковское Игримское Рыбальское Рудковское Усть-Вилюйское Кандымское Шахмалбулакское Ачи-Су Ефремовское	76 77,8 187 96,5 188 232 169 182 90,6 154	6,65 7,7 7,0 9,1 6,4 13,7 6,6 6,6 2,5 9,5	2,94 3,0 3,28 3,11 1,18 1,56 4,85 2,81 3,4 4,3	$\begin{array}{c} 1,1\\ 1,1\\ 0,5\\ 0,9\\ 0,5\\ 0,4\\ 0,56\\ 0,5\\ 1,0\\ 0,6\end{array}$	8 7 4 6 7 5 6 9 3			

#### Таблица 1.9

Данные расчета функции классификации

Therease	Интервал признаков для рангов					
Признак	5	4	3	2	1	0
$\frac{C_1}{C_5}$	0-25	25-50	50-75	75-100	100-125	> 125
$\frac{C_2+C_3+C_4}{C_4}$	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	> 10
$\left  \frac{C_2}{C_2} \right $	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	> 6
C <sub>5</sub> ,	> 5,3	5,3-4,3	4,3-3,3	3,3-2,3	2,3-1,3	< 1,3

го-физическая характеристика района не ясна, применение методов классификации дает возможность составить план дальнейшей разведки залежи в условиях неопределенности.

В процессе исследования газоконденсатной характеристики могут быть допущены значительные погрешности в оценке конденсатного фактора, а следовательно, и состава пластовой смеси. Кроме того, состав пластовой смеси в пределах одной и той же залежи может значительно изменяться. Для того чтобы уменьшить возможную ошибку в оценке типа залежи, используют методы классификации, обладающие малой чувствительностью по отношению к возможной погрешности.

В связи с этим представляет интерес, насколько эффективно решение о типе залежи, полученное выше с помощью ранговой классификации, можно применить к таким месторождениям, как Уренгойское (валанжинские отложе-

Бу <sub>12</sub>	Бу <sub>10</sub>	Бу	24-1	Бу <sub>8</sub>	Горизонт
46 134 177 83	193 35 107 58	17 33 135 138 56	122 135	35 41 58 108	Номер сква- жины
2954-2961 2856-2866 2879-2886 2972-2977 2972-2977 2898-2904 2915-2923 2905-2920	2847-2851 2794-2800 2748-2764 2838-2842 2836-2842 2772-2792	2692-2687 2742-2738 2712-2732 2745-2750 2735-2745 2716-2724 2716-2724	2690-2703 2710-2716	2721-2728 2710-2738 2730-2742 2673-2690 2723-2734	Интервал перфо- рации
90,05 84,55 82,92 80,98 82,29 82,29 89,28 87,14	85,49 82,56 84,41 85,66 85,8 86,8 87,0	87,0 87,65 88,1 86,83 86,83 84,46 87,2	88,26 85,55	86,33 86,12 87,63 88,29 88,61	C1
4,62 6,22 7,21 6,88 4,44 5,27	6,25 5,58 5,46 5,46 5,02	5,23 5,58 6,43 7,54 7,54	5,18 6,85	5,53 5,50 5,27 5,03	Состав пла С <sub>2</sub>
1,29 3,27 3,47 3,31 2,21 2,21	2,39 3,34 2,7 2,02 2,58 2,58 2,48	2,13 2,16 2,3 2,38 2,09 2,17	2,11 2,06	2,42 2,82 2,26 2,42 2,19	астового газ С <sub>3</sub>
0,19 0,7 0,83 0,68 0,68 0,82 0,48 0,33	0,39 0,75 0,65 0,6 0,6 0,57	0,47 0,46 0,51 0,49 0,41 0,78	. 0,42 0,4	0,56 0,48 0,49	а, % (моля) С <sub>4</sub>
0,10 0,85 1,1 0,82 0,93 0,5 0,56	0,6 0,71 0,78 0,51 0,71 0,71	0,52 0,44 0,49 0,52 0,41 0,52	0,41 0,43	0,56 0,52 0,56 0,56	рная доля) С <sub>4и</sub>
2,42 3,79 5,88 4,31 2,42 3,85	4,24 5,9 4,85 3,4 3,26 3,75	3,78 2,94 3,06 2,89 3,11 2,72	2.99 2.76	4,1 3,7 2,9 2,52 2,78	C\$+
37,2 22,3 16,8 13,8 19,0 36,9 22,63	20,16 14,0 17,4 25,2 23,2	23,0 29,8 28,7 30,0 32,05	29,5 30,99	21,0 23,2 35,0 31,8	<del>ئ</del> 10
2,56 2,88 2,11 2,11 3,15 2,22	2,32 1,76 2,07 2,43 2,86 2,27	2,21 2,94 3,33 3,46	2,71 3,53	2,16 2,6 3,44 2,94	$\frac{C_2+C_3+C_4}{C_{5^+}}$
3,58 1,96 1,94 2,07 2,19	2,61 1,67 2,18 3,48 2,11 2,02	2,45 2,28 2,27 2,70 2,88	2,45 3,33	2,2 2,02 2,43 2,18 2,29	$\frac{C_2}{C_3}$
13 14 16	16 14 14	14 14 14	14 13	16 14 14	Ð

Таблица 1.10

Данные для оценки типа залежи Уренгойского месторождения

35

٦

ния), для разведки которого бурилось значительное число разведочных скважин; не изменяется ли полученное решение при переходе от одной скважины к другой. Такое решение приведено в табл. 1.10, там же дана оценка типа залежи по данным исследования скважин валанжинских отложений Уренгойского месторождения. Хотя функция классификации Ф изменяется в пределах от 13 до 20, во всех случаях оценка типа залежи одинакова: в газоконденсатном пласте есть нефть. По отдельным горизонтам функция классификации изменяется незначительно: для Бу<sub>8</sub> и Бу<sub>9</sub> – от 13 до 16. Для Бу<sub>10</sub> и Бу<sub>12</sub> изменение значительнее – от 14 до 20 и от 13 до 19 соответственно. Большие изменения в составе часто обусловлены прихватом нефти, что может значительно исказить состав пластового газа.

### 1.6. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Полный факторный эксперимент. Задача любого экспериментального исследования – установление связей между различными факторами, выявление объективных закономерностей, характеризующих влияние этих факторов на ход изучаемого процесса. Так как рассматриваемые процессы являются многофакторными, их целесообразно исследовать на основе методов рационального планирования экспериментов, позволяющих значительно сократить объем экспериментальных исследований.

Предположим, что необходимо исследовать влияние четырех факторов на некоторый показатель процесса. Для полного исследования необходимо задать каждому фактору по пять значений. В результате получается 5<sup>4</sup> = 625 различных комбинаций экспериментов. Провести экспериментальные исследования в таком объеме обычно невозможно, и исследователям приходится идти по пути как сокращения числа влияющих факторов, так и уменьшения числа вариантов каждого фактора, а также их сочетаний.

Основная особенность методов рационального планирования эксперимента заключается в том, что на основе минимального числа опытов выявляют общие закономерности в пределах заданного изменения каждого фактора. Достигается это тем, что каждый эксперимент отличается от остальных неповторяющимся сочетанием выбранных факторов.

Планирование эксперимента – это процедура выбора числа и условий проведения опытов, необходимых и достаточных для решения поставленной задачи с требуемой точностью.

Для описания объекта исследования удобно пользоваться представлениями о кибернетической системе, которую называют «черным ящиком». Такая система изображена на рис. 1.8. Здесь  $x_1, x_2, ..., x_n$  – факторы, воздействующие на объект исследования, их называют входами «черного ящика»;  $y_1, y_2, ..., y_n$  – параметры, характеризующие объект исследования или показатели процесса, их называют выходами «черного ящика», а при решении задач оптимизации – параметрами оптимизации [3, 78].

В результате проведения эксперимента необходимо создать математическую модель объекта исследования, под которой понимается уравнение, связывающее показатель процесса с воздействующими факторами:

$$y_i = \varphi(x_1, x_2, ..., x_n).$$



Это уравнение называют функцией отклика.

При проведении эксперимента следует принимать во внимание все существенные факторы, которые могут влиять на изучаемый процесс. Основные требования к факторам — управляемость и однозначность.

Управлять фактором значит иметь возможность устанавливать нужное его значение и поддерживать его постоянным. Каждое выбранное значение фактора называется уровнем. Факторы должны непосредственно воздействовать на объект исследования. Они могут быть количественными и качественными.

К совокупности факторов предъявляют требования совместимости и отсутствия линейной корреляции, т.е. изменение одного из факторов не должно вызывать соответствующего изменения других факторов. Экспериментатору следует помнить, что выбор факторов – это наиболее ответственный этап при подготовке к планированию эксперимента, от которого зависит правильность решения поставленной задачи.

Составление плана эксперимента можно рассмотреть на простейшем примере планирования двухфакторного эксперимента. Предварительно введем основные понятия.

Для упрощения расчетов значения исследуемых факторов преобразуют в условные единицы. Значения факторов устанавливают таким образом, чтобы при переводе в условный масштаб они соответствовали числам -1, 0, +1.

Разность значений факторов между нулевым и плюс(минус)-единичным уровнями, так называемый *шаг варъирования*, определяет границы области исследования, в пределах которой можно получить необходимую информацию. Перевод в условный масштаб проводят следующим образом:

устанавливают значение нулевого (среднего) уровня в соответствии с наиболее разумным, с точки зрения экспериментатора, значением данного фактора;

задают интервал изменения значения факторов (шаг варьирования);

рассчитывают значения факторов плюс- и минус-единичных уровней добавлением и вычитанием из среднего уровня шага варьирования.

Принятые обозначения:  $x_{icp}$  – средний уровень изменения фактора;  $h_1$  – шаг варьирования. При этом

$$x_{i-1 \min} = x_{i \text{ cp}} - h_1; \ x_{i-1 \max} = x_{i \text{ cp}} - h_1.$$
 (1.8)

Формулы перевода в условный масштаб для  $x_{i \min}$ ,  $x_{i \max}$  и  $x_{i cp}$  следующие:

$$\overline{x}_{i\min} = [x_{i\min} - x_{icp}]/h_1 = -1;$$

$$\overline{x}_{i\max} = [x_{i\max} - x_{icp}]/h_1 = +1;$$

$$\overline{x}_{icp} = [x_i - x_{icp}]/h_1 = 0.$$
(1.9)

Любое значение, заключенное между  $x_{i \min}$  и  $x_{i \max}$ , переводят в условный масштаб по формуле

$$\overline{x}_i = \left[ x_i - x_{i \text{ cp}} \right] / h_1 = 0.$$
(1.10)

В дальнейшем все расчеты по уравнениям проводят в условных единицах.

Например, для определения зависимости константы равновесия метана в бинарной системе метан – *н*-гексан от давления и температуры в интервале давлений 50–100 МПа и температур 0–40 °С было проведено девять экспериментов по определению составов равновесных фаз (табл. 1.11).

Средняя погрешность определения констант равновесия метана в этой области давлений и температур не превышает 3 %.

Если использовать метод планирования эксперимента, то можно сократить число опытов до четырех при той же средней погрешности.

Возьмем за средний уровень  $x_1 = p = 7,5$  МПа и  $x_2 = 20$  °C. Шаг варьирования по давлению составляет 2,5 МПа, по температуре – 20 °C.

Число экспериментов определяется числом возможных сочетаний двух факторов, которые варьируются на двух уровнях, т.е.  $2^2 = 4$  (табл. 1.12).

Примем для описания этого эксперимента математическую модель с учетом эффекта взаимодействия факторов *p* и *t*:

Дав- ление, МПа	Моля доля в вф газо- вой	нрная метана разе жид- кой	Константа равновесия метана (экс- перимент) <i>К</i> <sub>3</sub>	lg, K"	Константа равнове- сия мета- на К <sub>р1</sub>	$\frac{K_{\rm p} - K_{\rm p1}}{K_{\rm p}} 100,\%$	Константа равновесия метана К <sub>р2</sub>	$\frac{K_{3} - K_{p2}}{K_{3}}$ 100,%
	Температура 0 °С							
5 7,5 10	0,994 0,994 0,993	0,244 0,343 0,446	4,07 2,86 2,23	0,6096 0,4564 0,3483	4,07 3,01 2,23	0 5,3 0	4,055 3,01 2,22	0,4 5,3 0,4
	Температура 20°С							
5 7,5 10	0,988 0,988 0,986	0,225 0,318 0,422	4,39 3,11 2,39	0,6425 0,4928 0,3784	4,37 3,22 2,37	0,5 3,5 0,8	4,37 3,22 2,37	0,5 3,5 0,8
Температура 40 °С								
5 7,5 10	0,979   0,979   0,976	0,208 0,300 0,387	4,71 3,26 2,59	0,673 0,5132 0,4133	4,17 3,44 2,59	0 5,5 0	4,68 3,44 2,51	0,6 5,5 3,1
	Средняя	погреи	иность			1,73		2,23

Таблица 1.11

Результаты экспериментов по определению составов равновесных фаз

Таблица 1.12

Данные д	иля і	планирования	эксперимента	ŧ
----------	-------	--------------	--------------	---

Номер опыта	Условная	единица	Исследуемый фактор		
	<i>x</i> 1	$x_2$	p	t	
1 2 3 4	-1 +1 -1 +1	-1 -1 +1 +1	50 100 50 100	0 0 40 40	

$$Y = B_0 x_0 + B_1 x_1 + B_2 x_2 + B_{12} x_1 x_2, \qquad (1.11)$$

где  $x_0$  – фиктивная переменная, которая при всех опытах принимает значение +1.

Коэффициенты при неизвестных определяют по уравнению

$$b_{j} = \left(\sum_{i=1}^{N} x_{ji} y_{i}\right) / N, \quad j = 0, 1, ..., k.$$
(1.12)

Тогда

$$B_0 = \overline{y},$$

где

$$y = (y_1 + y_2 + y_3 + y_4) / 4;$$
  

$$B_1 = [(-1)y_1 + (+1)y_2 + (-1)y_3 + (+1)y_4]/4;$$
  

$$B_2 = [(-1)y_1 + (-1)y_2 + (+1)y_3 + (+1)y_4]/4;$$
  

$$B_{12} = [(+1)y_1 + (-1)y_2 + (-1)y_3 + (+1)y_4]/4.$$
  
(1.13)

Для данного примера, использовав значения  $y = \lg K$ , получим

$$lg K = 0.5081 - 0.1332 + 0.291t - 0.0026pt.$$
(1.14)

Средняя погрешность по всем точкам составляет 1,73 %, т.е. меньше погрешности эксперимента. Если учитывать погрешность только в непланируемых опытах, то она составляет 3,1 %, т.е. практически не превышает среднюю погрешность эксперимента. В данном случае применение метода планирования эксперимента позволило сократить число опытов более чем наполовину при сохранении той же средней погрешности. При этом была получена простая математическая модель, описывающая полученные результаты.

Коэффициенты при независимых переменных указывают на степень влияния факторов: чем выше значение коэффициента, тем большее влияние оказывает фактор.

В полученном уравнении эффект взаимодействия факторов оказывает незначительное влияние на константы равновесия. Если пренебречь этим членом, то получим линейную модель вида

$$lg K = 0,5081 - 0,1332p + 0,291t - 0,0026t.$$
(1.15)

Погрешность при определении константы равновесия метана в случае использования уравнения (1.15) увеличилась незначительно.

Следует отметить, что использование моделей типов (1.11) и (1.14) возможно при выборе таких уровней варьирования, в пределах которых изменение искомого показателя близко к линейному. Если оно будет значительно отличаться от линейного, то переходят к более сложным моделям, например,

$$y = B_0 x_0 + B_1 x_1 + B_2 x_2 + B_{1,2} x_1 x_2 + B_{1,1} x_1^2 + B_{2,2} x_{2,2}^2$$

Комбинационный квадрат. Если число факторов более двух, можно использовать метод комбинационного квадрата [78]. На рис. 1.9 показан комбинационный квадрат планирования опытов для четырех факторов при пяти вариантах каждого из них. Этот квадрат составлен таким образом, чтобы ни в


Рис. 1.9. Комбинационный квадрат

одной строке и ни в одном столбце не было повторных сочетаний. Всего требуется провести 25 экспериментов.

Ввиду того, что в планируемом эксперименте факторы варьируются на разных уровнях, при усреднении результатов все факторы (кроме того, по которому проводится группировка) уравновешиваются. Тогда результат будет зависеть только от одного фактора при средних значениях остальных. Таким образом, можно выявить влияние каждого фактора на показатель процесса при нейтрализации влияния остальных факторов.

Например, рассмотрим применение метода планирования 4-факторного эксперимента для исследования растворимости компонентов природного газа в конденсатах разного состава.

Чтобы выявить зависимость коэффициентов Генри для этана, пропана и бутана, растворенных в конденсатах и их фракциях, от состава и температуры, были проведены экспериментальные исследования с применением метода планирования экспериментов (комбинационный квадрат). На основании априорной информации было известно, что основными влияющими факторами являются температура и групповой состав конденсата, обычно выражаемый через характеристический фактор (К). В качестве дополнительного фактора, характеризующего фракционный состав конденсата, была принята средняя температура кипения фракции.

Были выбраны конденсаты пяти видов различного группового состава и разных месторождений: конденсат № 1 Майкопского; конденсат № 2 Майкопского и Наримановского, конденсат № 3 Наримановского, конденсат № 4 Вуктыльского, конденсат № 5 Батырбайского.

Выбранные конденсаты значительно различались по групповому составу и имели соответственно следующие характеристические факторы: 11,39; 11,58; 11,78; 11,95 и 11,20. Каждый конденсат был разогнан на пять фракций, которые использовали в качестве неподвижной фазы (абсорбента) хроматографической колонки, термостатируемой при определенной температуре. Через колонку пропускали природный газ, обогащенный этаном, пропаном и бутаном. Коэффициент Генри определяли по времени удерживания каждого компонента. Таким образом, по данным одного опыта находили значения коэффициентов Генри для перечисленных углеводородов. План проведения эксперимента представлен в табл. 1.13. Применение комбинационного квадрата позволило сократить число экспериментов в 5 раз.

В табл. 1.14 приведены полученные значения коэффициентов Генри для

	Температурный		Температура опыта, °С				
Месторождение	интервал выкипания фракций конденса- тов, °С	-10	0	+10	+20	+30	
Майкопское (1)	95-122 122-150 150-175 175-200 200-225	•	*	*	*	*	
Майкопское и Нариманов- ское (2)	95-122 122-150 150-175 175-200 200-225	*	*	*	*	*	
Наримановское (3)	95-122 122-150 150-175 175-200 200-225	*	*	*	*	*	
Вуктыльское (4)	95-122 122-150 150-175 175-200 200-225		*	*	*	*	
Батырбайское (5)	95-122 122-150 150-175 175-200 200-225	*	+	*	*	*	

Таблица 1.13

Данные эксперимента и план его проведения

# Таблица 1.14

# Значения коэффициента Генри для различных углеводородов

	Генри	По- греш- ность, %	5,0 3,9 1,6 1,6	1,5,4,2,2 1,5,4,2,2	3,8 2,4 4,1 2,4 4,1 2,4 1 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4 2,4	0,473 0,473 0,874 0,874 0,874 0,874 0,975 000000000000000000000000000000000000	6,2 4,5 4,5 4,0	3,58
утан	ициент	Рас- чет- ный	0,69 0,82 0,63 0,70	1,57 0,98 0,95 0,89	1,44 1,57 1,30 1,44	2,40 2,09 2,16 1,92 1,80	3,12 2,83 3,16 2,57 2,57	
Изоб	Коэфф	Экспе- римен- таль- ный	0,733 0,85 0,60 0,67 0,65	1,10 0,98 0,90 0,90	1,55 1,64 1,50 1,40	2,24 2,10 1,94 1,78	2,93 2,55 2,552 2,552 2,99	
		Ŕ	11,58 11,36 11,36 11,84 11,87	11,43 11,48 11,78 11,93 12,04	11,39 11,47 11,82 11,98 12,04	11,21 11,64 11,86 11,83 11,99	11,47 11,73 11,75 11,99 12,00	
	Генри	По- греш- ность, %	0,0440 0,0440 0,0440	5,6 6,0 1,2,2	3,5 8,1 8,1 2,1 1 2,1	3,8 1,7 0,9 0,9	0,9 0,8 1,0 1,0	3,77
Тан	ициент	Рас- чет- ный	1,19 1,36 1,18 1,18	1,85 1,64 1,56 1,48	2,31 2,20 2,24 2,24 2,24 2,24	3,62 3,19 2,79 2,79	4,59 4,21 4,56 4,19 4,19	
н-Бу	Коэфф	Экспе- римен- таль- ный	1,23 1,41 1,01 1,11 1,19	1,76 1,55 1,74 1,46 1,51	2,29 2,26 2,23 2,29	3,49 3,25 3,18 2,77	4,55 4,25 4,53 3,77 4,15	
		(X	11,86 11,70 12,17 12,21 12,23	11,49 11,52 11,84 11,95 12,07	11,40 11,54 11,84 11,99 12,06	11,31 11,90 11,90 12,02	11,51 11,76 11,80 12,00 12,03	
	Генри	По- греш- ность, %	2,3 3,6 0,1 6,1	5,5 6,8 1,6 3,6 3,6	4,7 9,6 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0	0,5 0,1 1,0 1,0	0,000 4,000 5,000	3,64
Пан	ициент	Рас- чет- ный	3,26 3,51 3,27 3,27	5,13 4,68 4,43 4,19	5,90 6,43 6,593 6,16 93 793 6,16 793 793 793 793 793 793 793 793 793 793	8,63 7,86 8,21 6,96	10,56 9,73 9,13 9,13 10,18	
Про	Коэфф	Экспе- римен- таль- ный	3,34 3,33 3,33 3,33 3,33 3,33 3,33 3,42 3,33 3,42 3,34 2,34 3,34 3	4,87 4,10 4,01 4,05	0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,	8,68 7,92 6,89 6,89	11,16 10,41 10,86 8,87 9,88	
		(X	11,98 12,23 12,23 12,33 12,33	11,53 11,60 11,87 11,98 12,10	11,42 11,57 11,84 12,0 12,09	11,42 11,78 11,98 11,99 12,10	11,62 11,91 11,91 12,09 12,10	
	Генри	По- греш- ность, %	3,9 10,2 1,3 0,9 0,7	10,0 4,2 1,2,3 3,2	4,0 2,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8,5 8	2,000 0,00 0,100 0,000	1,0 5,0 4,0 4,0	3,53
H	ициент	Рас- чет- ный	16,08 16,57 14,14 15,31 14,91	24,86 21,33 21,45 19,97 18,57	27,36 28,75 25,32 23,35 24,94	36,55 31,37 28,35 30,99 26,24	39,80 34,93 38,73 31,73 35,08	
912	Коэфф	Экспе- римен- таль- ный	15,48 18,45 14,33 15,17 15,17	22,60 22,26 21,92 17,77 19,19	28,64 28,81 28,43 24,43 25,72 24,49	37,63 31,07 28,62 30,94 24,91	39,40 36,24 39,50 35,96 35,96	
		(X	12,02 12,24 12,34 12,37 12,37	11,58 11,63 11,91 12,14 12,14	11,44 11,59 11,87 12,01 12,12	11,43 11,78 11,98 12,03 12,12	11,62 11,91 11,92 12,10 12,10	
Cpea-	TEMIIE-	ратура кипе- иия фрак- ции $t_{\rm cp}$	187,5 108,5 212,5 136,0 162,5	108,5 212,5 135,0 162,5 187,5	212,5 136,0 162,5 187,5 108,5	136,0 162,5 181,5 108,5 212,5	162,5 187,5 108,5 212,5 136,0	ocmb
	Темпе-	ра- тура опыта t, °C	10	0	10	20	90	нтədzou
		Кон- ден- сат	-0040	-0045		-0640		дняя 1
Темпе-	ратур-	ным ин- тервал выкипа- ния фрак- цин, °С	$\begin{array}{c} 175-100\\ 95-122\\ 200-225\\ 122-150\\ 150-175\end{array}$	95-122 100-225 122-150 150-175 175-200	$\begin{array}{c} 200-225\\ 122-150\\ 150-175\\ 175-200\\ 95-122\\ 95-122\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 122 - 150 \\ 150 - 175 \\ 175 - 200 \\ 95 - 122 \\ 122 - 150 \end{array}$	$\begin{array}{c} 150 - 175 \\ 175 - 200 \\ 95 - 122 \\ 200 - 225 \\ 122 - 150 \end{array}$	Cpe

этана, пропана, *н*-бутана и изобутана, а также их значения, рассчитанные по уравнениям регрессии.

На основании этих данных было выявлено влияние каждого фактора на коэффициент Генри при средних значениях остальных факторов (см. табл. 1.14).

Из данных табл. 1.15 следует, что основными факторами, влияющими на растворимость компонентов природного газа в конденсате, являются температура и групповой состав. Фракционный состав практически не оказывает влияния. В дальнейшем при выводе уравнения регрессии средняя температура кипения фракций была исключена из рассмотрения.

Пример. Метод планирования экспериментов с помощью комбинационного квадрата был использован для определения влияния состава и температуры на давление начала конденсации газоконденсатных систем.

В работе [66] на основании 125 данных по давлению начала конденсации было показано, что в качестве определяющих можно взять следующие факторы:

1) молярная масса системы (смеси)

$$M_{\rm CM} = \sum_{i=1}^n m_i M_i,$$

где n – число компонентов системы;  $m_i$  – молярная доля компонентов в системе;  $M_i$  – молярная масса компонента;

2) средняя молярная масса системы

$$M_g = \sum_{i=1}^n g_i M_i,$$

где g<sub>i</sub> — массовая доля компонента в системе.

При этом вводится поправка на молярную массу жидких компонентов системы, учитывающая групповой углеводородный состав;

3) температура системы t.

При планировании эксперимента были использованы данные, приведенные в работе [66]. Из 125 данных было выбрано 25. В табл. 1.16 приведены значения  $M_{\rm CN}$  и  $M_{\rm g}$ , в интервале которых определяли давление начала конденсации  $p_{\rm B,K}$ .

Сопоставление экспериментальных и расчетных данных показало их хорошую сходимость (табл. 1.17). Проверка всех 125 экспериментальных значений  $p_{\rm H,K}$  по уравнению регрессии дала примерно ту же среднюю погрешность, т.е. уменьшение числа экспериментов не снизило точности полученных результатов.

Таблица 1.15

Степень влияния факторов на растворимость в конденсате этана (в числителе) и пропана (в знаменателе)

Показатель	<i>t</i> , °C	<i>K</i>	t <sub>cp</sub> , ℃
Среднее значение фактора	10	$\frac{-12,37 \div 11,9485}{-12,333 \div 11,421}$	161,4
Предел изменения фактора	-10 ÷ +30	$\frac{-12,37 \div 11,44}{-12,333 \div 11,421}$	-212,5 ÷ 108,5
Коэффициент Генри при предельном значении данного фактора и среднем значении остальных	$\frac{15,27}{6,67}$	7,92 1,210	3,39 0,87

Молярная масса системы <i>М</i> <sub>см</sub>	Средняя молярная масса М <sub>в</sub>	t, °C
22	38	30
23	42	50
24	45	70
25	52	80

### Таблица 1.16 Значения *М<sub>си</sub> и М<sub>и</sub>* при различной температуре

### Таблица 1.17

### Эксперимен-Расчетное зна-Men M<sub>K</sub> t. °C тальное значе-Погрешность, % чение рик ние $p_{\rm H.K}$ 20,6 1 3 21 1,09 25 24,2 3,20 23 45 4 30 29,4 2 1 5 2 1 0.23 43 43.1 60,5\* 80 5 1 2 3 4 5 17 7.65 18 1 2 22 21,1 4.10 25 2 26,6 5,65 4 34,5 34,1 1,15 3 45,5 54 1 2 3 4 5 4 5 1 3 2 15.5 16.5 6.45 18,5 18,7 1,08 3 23 21,6 6,10 30 28,2 6 38 6,90 40,6 1 2 3 4 5 1 14,5 2,75 14,1 2 3 5 4 17 16,8 1.28 4 20 19.1 4.5 25 24 4 32,5 32,5 0 2 3 13,7 1 2 3 13.5 1.48 15,2 14,5 4.82 5 4 18 18 0 4 5 22 21 4.54 1 27,1 5 28,5 4.90 • Точки получены экстраполяцией.

### Экспериментальные и расчетные значения $p_{\mathrm{H,K}}$

Принцип рационального планирования можно применять и при проведении математических экспериментов, т.е. когда необходимо выявить влияние разных факторов на процесс, описываемый детерминированной моделью. В этом случае планирование расчета позволяет значительно сократить объем вычислительных операций.

Пример. Одним из способов разработки газоконденсатных месторождений, увеличивающих коэффициент извлечения конденсата из пласта, является закачка газа в пласт при пониженных давлениях в залежи. Чтобы оценить эффективность процесса закачки газа, необходимо изучить влияние на коэффициент извлечения конденсата из пласта таких факторов, как давление, количество закачиваемого газа и его состав.

Выявить влияние перечисленных факторов можно, используя метод расчета фазовых превращений газоконденсатных систем в пластовых условиях. Расчет при этом сводится к определению фазовых соотношений в пласте в процессе снижения пластового давления от начального до давления закачки газа и последовательного замещения газовой фазы закачиваемым газом при этом давлении.

Были выбраны четыре фактора: число *n* поровых объемов закачиваемого газа; давление *p*; объемное содержание этана, бутана, пропана в закачиваемом газе  $C_{2+}$ , а также объемное содержание пропана и бутана в компоненте  $C_{2+}$ , выбранное исходя из  $(C_3 + C_4)/C_{2+}$ .

Было задано по пять численных значений для каждого фактора (табл. 1.18). Составы закачиваемого газа даны в табл. 1.19.

Был составлен план расчетов по методу комбинационного квадрата. Этот план приведен в табл. 1.20, которую называют матрицей планирования. В таблице каждая строка указывает условия проведения расчетов и полученный в результате расчета коэффициент дополнительного извлечения конденсата из пласта.

Пример. Выход конденсата является важным показателем работы сепарационных установок. Помимо коэффициента сепарации на количество извлекаемого из газа конденсата оказывают влияние давление, температура и состав системы. Влияние состава можно выразить через содержание  $C_{5+}$  в добываемом газе. В качестве второго фактора, выражающего влияние состава, можно взять характеристический фактор, определяющий групповой состав конденсата.

Количество конденсата, выделяющегося из газа, можно определить расчетным путем [82].

Для сокращения объема вычислительных работ был применен метод математического планирования. Было задано по пять значений для каждого из

Таблица 1.18

Факторы, влияющие на коэффициент извлечения конденсата из пласта Значение фактора

Фактор	Значение фактора				
n	1	3	5	7	9
<i>p</i> , МПа	24,1	20,5	16	11	5,5
$ C_2 $		5		15	20
$(C_3 + C_4)/C_{2}$	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9

Таблица 1.19

Давление и состав закачиваемого газа

Давление		Молярна	я доля, %		Давление	ние Молярная доля, %				
закачки, МПа	метана	этана	пропана	бутана	закачки, МПа	метана	этана	пропана	бутана	
24,5 20,5 16	100 95 90 85 80 100 95 90 85 80 100 95 85 80	0 4,5 1 10,5 10 0,5 7 7,5 6 0 3,5 4,5 18	0 0,36 6,50 3,20 7 0 3,2 2,1 5,4 10 0 1,1 7,2 1,4	0 0,14 2,50 1,30 3 0 1,3 0,9 2,1 4 0 0,4 3,3 0,6	11	100 95 90 85 80 100 95 90 85 80	0 2,5 3 13,5 2 0 1,5 9 1,5 14	0 1,8 5 1,1 12,9 0 2,5 0,7 9,6 4,3	0 0,7 2 0,4 5,1 0 1 0,6 3,9 1,7	

### Таблица 1.20

### Матрица планирования

Номер расчетного варианта	C <sub>2+</sub>	<i>р</i> , МПа	(C <sub>3</sub> + C <sub>4</sub> )/C <sub>2+</sub>	n	Коэффициент дополни- тельного извлечения кон- денсата из пласта, %
1 2 3 4 5 6 7 8	0 5 10 15 20 0 5 10	24,1	0,7 0,1 0,9 0,3 0,5 0,1 0,9 0,3	5 39 1 7 6 5 30	30,1 30,9 32,0 41,2 31,8 37,5 33,5 30,1
9 10 11 12 13 14 15	15 20 0 5 10 15 20	16	0,5 0,7 0,9 0,3 0,5 0,7 0,1	9 1 7 5 3 9	37,6 19,6 13,6 36,5 33,1 34,8 38,5
16 17 18 19 20	0 5 10 15 20	11	0,3 0,5 0,7 0,1 0,9	9 1 7 5 3	28,6 4,8 24,4 20,1 11,1
21 22 23 24 25	0 5 10 15 20	55	0,5 0,7 0,1 0,9 0,3	3 9 1 7 5	8,1 17,4 2,7 12,4 10,2

### Таблица 1.21

### Данные расчета выхода конденсата

Номер расчетного варианта	<i>р</i> , МПа'	t, °C	C <sub>5+</sub>	Характеристиче- ский фактор	Выход конденса- та, г/м <sup>3</sup>
1	2	0	1	11,8	18
2	4		3	11,5	134,5
3	6		2	11,9	64,5
4	8		5	12,1	200
5	10		4	11,6	192
6	2	10	5	11,9	281
7	4		1	11,8	20,5
8	6		3	12,1	117,5
9	8		4	11,5	200
10	10		2	11,8	50
11	2	20	4	12,1	176
12	4		5	11,8	275,5
13	6		2	11,5	56,5
14	8		1	11,6	14
15	10		3	11,9	91
16	2	30	2	11,5	50,5
17	4		4	11,9	173,5
18	6		5	11,6	267,5
19	8		3	11,8	103
20	10		1	12,1	8
21	2	40	3	11,6	95
22	4		2	12,1	44,5
23	6		4	11,8	165,5
24	8		1	11,9	111
25	10		5	11,5	242

факторов: давление; температура; содержание в газе C<sub>5+</sub>, характеристический фактор (табл. 1.21).

Константу равновесия последнего компонента определяли с учетом группового состава конденсата. Константа равновесия метана взята из [42]. Результаты расчетов приведены в табл. 1.21.

Полученные в результате спланированного эксперимента или расчета данные затем обрабатываются методами корреляционного и регрессионного анализа для получения искомых зависимостей.

Эволюционное планирование. Оптимальный режим эксплуатируемых сепарационных установок можно выявлять на основе применения методов эволюционного планирования экспериментов, предусматривающего постановку минимального числа опытов без существенного нарушения режима работающих установок. Метод использует малые изменения рабочих условий, с малым влиянием на процесс, но многократно повторяющиеся до тех пор, пока общее влияние множества малых изменений не станет заметным.

Пример. Метод эволюционного планирования использовали для выявления оптимального режима работы сепарационной установки. За параметр оптимизации принимали приведенную стоимость полученного конденсата с учетом расходов на получение низкой температуры с помощью холодильной установки. В качестве переменных рассматривали температуру сепарации и расход газа. На сепарационную установку поступал газ с содержанием конденсата 18 г/м<sup>3</sup> и температурой 20 °C. Исходный режим: расход газа Q = 11,89 млн м<sup>3</sup>/сут, температура сепарации  $t_0 = -5,5$  °C.

Задача заключалась в том, чтобы выбором рационального сочетания динамического уровня расхода газа и температуры сепарации вывести скважину на режим, обеспечивающий наименьшие приведенные затраты.

Исследование проводили следующим образом.

1. Выбирали основной уровень и интервалы варьирования каждого из регулируемых параметров. Обычно за основной уровень управляющих параметров принимают их значения, соответствующие режиму работы скважины до проведения исследования, –  $Q_0$ ,  $t_0$ . Шаг варьирования ( $\Delta Q$ ,  $\Delta t$ ) выбирали минимальным исходя из технологических возможностей установки.

2. Определяли значения регулируемых параметров на верхнем ( $\Delta Q_{+1}, t_{+1}$ ) и нижнем ( $Q_{-1}, t_{-1}$ ) уровнях по формулам

$$Q_{+1} = Q_0 + \Delta Q; \quad Q_{-1} = Q_0 - \Delta Q; \quad t_{+1} = t_0 + \Delta t; \quad t_{-1} = t_0 - \Delta t.$$

В данном случае  $\Delta Q = 0.59 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{сут}, \Delta t = 1.5 \text{ °C}.$ 

3. Проводили за один цикл в случайном или некотором заданном порядке все пять опытов. Так как процесс сепарации является непрерывным, следует предусмотреть время, необходимое для того, чтобы процесс достиг установившегося режима после изменения уровней регулируемых параметров.

Полученные результаты представлены в табл. 1.22. Так как замены при установившемся режиме следует производить не менее 3 раз, то в таблице приведены их средние значения.

При расчете было принято, что стоимость снижения температуры 1 млн м<sup>3</sup> газа на 1 °C с помощью холодильной установки составляет 5 руб.

На основе первых четырех экспериментов вычисляли эффекты от изменения регулируемых параметров – расхода газа  $b_1$ , температуры операции  $b_2$  и эффект изменения среднего  $\Delta_{cp}$ :

### Таблица 1.22

	Регулируем	ый параметр	Па	раметр оптимизаг	ии
Номер опыта	Расход газа, м.тн м <sup>3</sup> /сут	Температура сепарации, °С	Выход конден- сата, т/сут	Расходы на ох- лаждение газа, руб.	Приведенные затраты <i>П</i> , руб/т
1 2 3 4 5 6 7 8	11,89 11,3 12,48 11,3 12,48 13,07 11,89 13,07	-5,5 -4 -4 -7 -7 -5,5 -8,5 -8,5 -8,5	120 85,4 94 139 155 122 153 158	1516 1356 1497 1525 1685 1666 1694 1862	12,63 15,87 15,92 10,97 10,87 13,65 11,07 11,78

Параметры эксперимента, проведенного с использованием метода эволюционного планирования

$$b_{1} = \frac{1}{2} (\Pi_{3} + \Pi_{5} - \Pi_{2} - \Pi_{4}) = -0,025;$$
  

$$b_{2} = \frac{1}{2} (\Pi_{4} + \Pi_{5} - \Pi_{2} - \Pi_{3}) = -4,975;$$
  

$$\Delta_{cp} = \frac{1}{5} (\Pi_{2} + \Pi_{3} + \Pi_{4} + \Pi_{5} - 4\Pi_{1}) = 0,622.$$

При геометрической интерпретации пространство, по осям которого откладывают значения варьируемых факторов, называют факторным, а график функции  $\Pi = \Pi(Q, t)$  – поверхностью отклика. Если поверхность вогнута, то эффект изменения среднего – величина положительная, как в данном случае, т.е. оптимальный режим лежит в пределах рассматриваемой области. Исходя из полученных результатов было принято решение: начать новую фазу планирования эксперимента с новой центральной точки, за которую была принята точка, отвечающая оптимальному режиму первой фазы планирования эксперимента с параметрами Q = 12,48 млн м<sup>3</sup>/сут и t = -7 °C.

Было проведено еще три эксперимента, результаты которых также представлены в табл. 1.22.

Для второй фазы планирования

$$b_{1} = \frac{1}{2} (\Pi_{6} + \Pi_{8} - \Pi_{7} - \Pi_{1}) = 0,865;$$
  

$$b_{2} = \frac{1}{2} (\Pi_{8} + \Pi_{7} - \Pi_{6} - \Pi_{1}) = -1715;$$
  

$$\Delta_{cp} = \frac{1}{5} (\Pi_{6} + \Pi_{7} + \Pi_{8} + \Pi_{1} - 4\Pi_{5}) = 1,13$$

Поскольку  $b_1$  получилось положительным, то, следовательно, дальнейшее увеличение расхода газа нерационально, так как уводит от оптимума. Действительно, при больших расходах газа значительно увеличивается унос конденсата в капельном состоянии. Снижение температуры сепарации повышает выход конденсата, однако при этом увеличиваются расходы, связанные с охлаждением газа.

Как видно на рис. 1.10, на котором приведены результаты расчетов, наи-



меньшие приведенные затраты отвечают расходу газа 12,48 млн м<sup>3</sup>/сут и температуре -7 °С. Этот режим и принимают за оптимальный.

Стохастическая аппроксимация. Результаты, полученные экспериментатором в процессе опыта, обычно искажаются случайными ошибками, что затрудняет поиск характерных точек. Такие точки в условиях «помех» позволяет находить метод стохастической аппроксимации [23]. Процедуру стохастической аппроксимации можно рассматривать как свободную от случайных ошибок – метод последовательных приближений, но с наложенной на него случайной составляющей. Рассмотрим этот способ на примере процедуры Роббинса – Монро

$$x_{n+1} = x_n - a_n z(x_n), \tag{1.16}$$

где  $x_{n+1}$ ,  $x_n$  – значения x, полученные в (n + 1)-м и n-м экспериментах;  $z(x_n)$  – результат n-го эксперимента;  $a_n$  – некоторый член последовательности положительных чисел, удовлетворяющий условию

$$\lim_{n \to \infty} a_n = 0. \tag{1.17}$$

Последовательность числа  $a_n$  должна отвечать еще двум условиям: сумма ее членов должна расходиться, т.е.

$$\sum_{n=1}^{\infty} a_n = \infty, \tag{1.18}$$

а сумма квадратов членов сходиться, т.е.

$$\sum_{n=1}^{\infty} a_n^2 < \infty.$$
 (1.19)

Пусть результат *n*-го эксперимента представлен в виде

$$z(x_n) = y(x_n) + \delta_n, \qquad (1.20)$$

где  $y(x_n)$  – детерминированный отклик системы на входной сигнал  $x_n$ ;  $\delta_n$  – случайные ошибки с нулевым математическим ожиданием, дисперсии которых ограничены определенным значением, не зависящим от n.

Тогда последовательность  $x_n$ , определенная из равенства (1.16), сходится в среднем квадратическом смысле к корню  $\bar{x}$  функции y(x), т.е.

$$\lim_{n \to \infty} \left\{ E\left[ \left( x_n - \overline{x} \right)^2 \right] \right\} = 0.$$
 (1.21)

Для отыскания экстремума унимодальной функции можно вычислить средний угловой коэффициент:

$$K(x_n) = \frac{z(x_n + C_n) - z(x_n - C_n)}{2C_n},$$
 (1.22)

где  $z(x_n + C_n)$  и  $z(x_n - C_n)$  – результаты измерений в точках  $(x_n + C_n)$  и  $(x_n - C_n)$  соответственно;  $2C_n$  – расстояние между двумя наблюдениями.

Знак среднего углового коэффициента определяет перспективное наблюдение дальнейшего поиска. Координата следующей пары измерений

$$x_{n+1} = x_n + a_n K(x_n), \tag{1.23}$$

где  $a_n$  – некоторый член последовательности положительных чисел, определяющих длину шага. Коэффициенты  $a_n$  должны удовлетворять условиям

$$\sum_{n=1}^{\infty} a_n = \infty; \quad \sum_{n=1}^{\infty} a_n^2 < \infty.$$
(1.24)

Методы стохастической аппроксимации можно использовать и для отыскания точек фазовых переходов, таких, как давление начала конденсации пластовых газов, давление насыщения нефти газом, температура насыщения нефти парафином. Если поведение смеси в однофазной области подчиняется определенной закономерности, то начало отклонения процесса от этой закономерности будет свидетельствовать о переходе смеси в двухфазное состояние. Тогда поиск начала фазового перехода с помощью стохастической аппроксимации будет заключаться в поиске начала этого отклонения. Рассмотрим эту процедуру на следующих примерах.

Пример. Известно, что зависимость p/z от количества добытого газа выражается прямой линией в том случае, если в процессе снижения давления не наблюдается фазовых переходов и состав газа остается неизменным. Для газоконденсатных смесей такой участок прямой должен наблюдаться в области выше давления начала конденсации, т.е. в однофазной газовой области. Тогда давление начала отклонения процесса от этой прямой линии будет соответствовать давлению начала конденсации. В этом случае эксперимент будет заключаться в снятии зависимости p/z от количества добытого газа при давлениях значительно выше начала конденсации газа, аппроксимации этой зависимости прямой линией и применении процедуры стохастической аппроксимации для поиска начала отклонения от этой прямой.

Такую процедуру использовали для определения давления начала конденсации бинарной смеси метан-*н*-пентан. На рис. 1.11 изображена зависимость p/z от числа отобранных молей газа x для этой смеси с начальным составом 0,8972 молей газа метана. Давление начала конденсации равно 15,8 МПа при t = 37,8 °C. Расчет процесса дифференциальной конденсации проводили в соответствии с методикой, изложенной в работе [87].



На основании данных, полученных при давлении выше давления начала конденсации – при p = 19,8 МПа, p/z = 27 МПа и x = 0,1, p = 17,8 МПа, p/z = 24,8 МПа и x = 0,2, составлено уравнение прямой p/z = 29,2 - 22x. Для выполнения процедуры, описываемой уравнением

$$x_{n+1} = x_n - a_n \{ [B - y(x_n)] - \alpha \},$$
(1.25)

в качестве начальной выбрана точка  $x_0 = 0,2, a_n = 0,1/n$  и  $\alpha = 1$ .

Тогда  $x_1 = 0,2 - 0,1[(248 - 248) - 1] = 0,3; x_2 = 0,3 - 0,005[(225 - 225) - 1] = 0,35; x_3 = 0,35 - 0,033[(215 - 212) - 1] = 0,284; x_4 = 0,284 - 0,025[(225 - 225) - 1] = 0,309; x_5 = 0,309 - 0,02[(224 - 223) - 1] = 0,309, т.е. процедура заканчивается на пятом шаге. В этой точке искомое давление равно 15,7 МПа, т.е. расхождение с действительным давлением начала конденсации составляет всего 0,6 %. Всего для процедуры поиска понадобилось провести шесть опытов.$ 

Следует отметить, что отклонение процесса от прямой линии при снижении давления пластовых нефтей может наблюдаться и в одной области при большой газонасыщенности смеси. В таких случаях метод стохастической аппроксимации можно применять только в сочетании с другими методами поиска, такими, например, как стохастическое дифференцирование.

Пример. Метод стохастической аппроксимации можно использовать при экспериментальном определении давления начала конденсации и его экстраполяции до объема жидкой фазы, равного нулю. В этом случае обычно определяют объем жидкости в сосуде равновесия. При малых объемах жидкости погрешность может быть достаточно большой, и это сказывается на результатах экстраполяционного определения  $p_{\rm h.x.}$ 

Используя метод стохастической аппроксимации, можно определить давление начала конденсации, не прибегая к измерениям объема жидкой фазы, а только визуально фиксируя наличие или отсутствие в сосуде жидкости. В этом случае пользуются уравнением Роббинса – Монро

$$x_{n+1} = x_n - a_n \operatorname{sgn} y(x_n), \tag{1.26}$$

где sgn  $y(x_n)$  придается значение или -1, или +1.

Рис. 1.12. Изотерма газоконденсатной смеси (линия – экстраполяция; точки – эксперимент)



Таблица 1.23

Параметры эксперимента, проведенного с использованием метода стохастической аппроксимации

n	$a_n/n$	sgn p <sub>n</sub>	$p_n$
1	30	+1	28
2	15	-1	29,5
3	10	+1	28,5
4	7,5	-1	29,3
5	6	+1	28,7
6	5	+1	29,2

Тогда для определения  $p_{\rm H,K}$  можно записать:

$$p_{n+1} = p_n - a_n \, \text{sgn} \, (p_n). \tag{1.27}$$

В качестве начального обычно выбирают давление, при котором количество жидкости можно определить с достаточной достоверностью по уровню жидкости в смотровом окне, или же давление, при котором жидкость полностью отсутствует и система находится в однофазном состоянии.

Такое планирование эксперимента было осуществлено для газоконденсатной смеси. Ее изотерма была определена экспериментально (рис. 1.12). За начальное давление была взята точка  $p_0 = 25$  МПа, а  $a_n = 30/(n + 1)$ .

Результаты расчета приведены в табл. 1.23. При наличии жидкости sgn  $(p_n)$  придавалось значение +1, при отсутствии таковой sgn  $(p_n) = -1$ .

В результате получено, что значение  $p_{\text{н.к}}$  лежит в пределах 29,3–29,2 МПа, т.е. определено с точностью 0,4 %, тогда как экстраполяционным методом (см. рис. 1.12) его значение было принято равным 26,6 МПа, т.е. на 9 % ниже действительного.

# 1.7. МЕТОДЫ РАСПОЗНАВАНИЯ ОБРАЗОВ

Метод потенциальных функций. Задача распознавания образов состоит в отнесении предъявляемых объектов к одному из классов по некоторым признакам, принимающим вполне определенное значение для каждого класса. Алгоритм распознавания образов состоит из обучения и распознавания. В процессе обучения показываются примеры объектов и сообщается точная информация о том, к какому классу они принадлежат. В процессе распознавания на основе принятого в данной задаче алгоритма (адаптационной модели) и полученной ранее информации решается вопрос о том, к какому классу относятся новые объекты.

Одним из методов распознавания образов является метод потенциальных функций. Этот метод можно использовать в случаях, когда даже исходная информация не подчиняется закону нормального распределения. Обозначим пространство, точкам которого соответствуют различные объекты, подлежащие классификации, через X. Необходимо его разделить на две области, при этом ни границы, ни способ разделения на эти области не известны.

Процесс обучения состоит в том, что предъявляются точки – x и y, взятые случайно из областей, и сообщается информация о том, к какой области принадлежат эти точки. Цель обучения – построение поверхности, разделяющей на области не только все известные точки в процессе обучения, но и все точки, принадлежащие к этой области, т.е. необходимо построить такую функцию K(x, y) пространства X, которая, например, положительна во всех точках из одной области и отрицательна во всех точках из другой области.

Если зафиксировать точку y, положив  $y = y^{\bullet}$ , то функция K(x, y) станет функцией точки пространства X и будет зависеть от того, как выбрана точка x. Примером подобной функции в физике служит потенциал, определенный для любой точки пространства и зависящий от того, где расположен источник потенциала. По аналогии функцию K(x, y) называют потенциальной. Эта функция обычно всюду положительная, убывает при удалении точки x от точки  $y = y^{\bullet}$ , а следовательно, достигает максимума при  $x = x^{\bullet}$ . Можно представить, что  $\widehat{K}$ есть функция расстояния  $\rho(x, y)$  между точками x и y, т.е.  $Kf[\rho(x, y)]$ . Например, можно положить  $K = e^{-\alpha \rho^2}$  или  $K = 1/(1 + \alpha \rho^2)$ , где  $\alpha > 0$  – постоянная величина.

Выбранная функция K(x, y) при  $y = y^*$  определяет поверхность над точками пространства X. Эту поверхность можно уподобить холму с вершиной над точкой  $x = x^*$ .

Пусть надо научиться относить точки к одной из двух совокупностей, которые условно назовем A и B. Предположим, показана точка  $x = x^1$  и сообщено, что она принадлежит к совокупности A. Примем точку  $x = x^1$  за источник потенциала, положив  $x^* = x^1$ , т.е. построим холм с вершиной в этой точке, запомним, что этот холм относится к точке из совокупности A. При предъявлении следующих точек x из A или B каждый раз строятся подобные холмы с вершинами в показанных точках и запоминается, к какой совокупности (A или B) этот холм принадлежит. Когда процесс обучения закончится, сложим отдельно потенциалы, которые построены над точками, принадлежащими совокупности B, т.е. построим функции

$$K_{A}(x) = \sum_{x^{\rho} \in A} K(x, x^{\rho}); \ K_{B}(x) = \sum_{x^{\rho} \in B} K(x, x^{\rho}).$$
(1.28)

Эти функции называют потенциалами образов А и В.

Далее начинается распознавание, т.е. предъявляются новые точки и требуется определить, к какой совокупности (A и B) относится эта точка.

Если  $K_A(\bar{x}) > K_B(\bar{x})$ , то данная точка  $x = \bar{x}$  относится к совокупности *A*, в противном случае – к совокупности *B*.

Пример. Рассмотрим пример оценки типа газоконденсатных месторождений. Выберем потенциальную функцию вида

$$K_{A} = \exp\left[-\alpha \sum_{i}^{n} \frac{\left(x_{i} - \overline{x}_{A}\right)^{2}}{\sigma_{i}}\right]; \qquad (1.29)$$

$$K_B = \exp\left[-\alpha \sum_{i}^{n} \frac{\left(x_i - \overline{x}_B\right)^2}{\sigma_i}\right], \qquad (1.30)$$

где  $\alpha$  – выбираемый коэффициент;  $x_i$  – выбираемые признаки для месторождений, класс которых необходимо определить;  $\sigma_i$  – нормировочные коэффициенты, в качестве которых принимают средние квадратические отклонения по данной выборке для *i*-го признака.

Для оценки последовательно были взяты четыре месторождения, относящиеся к классу A и B, затем шесть месторождений класса A и B и так далее, до 20 месторождений класса A и B. Если потенциальная функция для распознаваемого объекта, отнесенного к газоконденсатным месторождениям с нефтяной оторочкой (класс A), имеет большее значение, чем в классе B, т.е. без нефтяной оторочки, то месторождение относят к классу A, и наоборот. Ранее было показано, что наиболее информативными признаками являются  $C_1/C_{5+}$  и  $C_{5+}$ . Эти признаки и использовали в расчете по методу потенциальных функций.

Из анализа данных табл. 1.24, в которой представлены результаты расчетов, следует, что даже при выборке четырех месторождений класса A и четырех месторождений класса B по признаку  $C_1/C_{5+}$  класс B дает 100%-ную сходимость, в то время как при том же числе выборок 100%-ная сходимость для класса A имеет место по признаку  $C_{5+}$ .

В связи с этим часть месторождений при распознавании типа только по одному из указанных признаков может быть ошибочно отнесена к другой совокупности. Сочетание этих двух признаков уже при выборке 10 -класса A и 10 -класса B дает 100%-ную сходимость как в классе A, так и в классе B.

Метод многомерного статистического анализа. Этот метод также можно использовать для решения задач распознавания образов. Он позволяет по результатам ограниченного числа измерений принять оптимальное решение о принадлежности данного объекта к тому или иному классу. Этот способ предполагает знание наиболее информативных признаков, характеризующих ту или иную исследуемую область. Для принятия правильного решения по этим выбранным или известным признакам используют неравенство

$$C_{AB}(x) \le D_{AB}(x), \tag{1.31}$$

### Таблица 1.24

Число месторож- дений, взятых в	Месторождения оторочкой, вы экзам	і с нефтяной державшие ен	Месторождения без нефтя- ной оторочки, выдержавшие экзамен		Коэффициент распо- знавания	
OUYACHAC	Число (из 29)	%	Число (из 30)	%		
		По призн	иаку C1/C5+			
4 и 4 6 и 6 8 и 8 10 и 10 12 и 12 14 и 14 16 и 16 18 и 18 20 и 20	6 16 19 25 24 26 27 27	27 55 65,5 86,2 83,2 90 93,1 93,1	30	100	0,61 0,78 0,78 0,83 0,93 0,915 0,95 0,965 0,965	
		По при	знаку C5+			
4 и 4 6 и 6 8 и 8 10 и 10 12 и 12 14 и 14 16 и 16 18 и 18 20 и 20	29	100	20 12 13 18 21 22 22 24 22	66,7 40,0 43,3 60,0 70,0 73,3 73,3 80,0 73,3	0,83 0,698 0,71 0,705 0,845 0,865 0,865 0,865 0,895 0,995	
		По призн	<i>иаку</i> С1/С5+			
4и4 биб 8и8	25 29 28	86,2 97,1 97,1			0,93 0,981 0,981	
10 и 10 12 и 12 14 и 14 16 и 16 18 и 18 20 и 20	29	100	30	100	1	

### Результаты расчета для оценки типа месторождения по методу потенциальных функций

где  $C_{AB}$  – величина порога, определяемого на основании признаков, которые характеризуют объект, находящийся в обучении;  $D_{AB}(x)$  – величина, рассчитываемая на основании признаков, характеризующих проверяемый объект.

Решение о принадлежности объекта к классу А принимают, если выполняется неравенство (1.31); в противном случае месторождение относят к классу В.

Величины  $C_{AB}$  и  $D_{AB}(x)$  определяют по уравнениям

$$C_{AB} = [K_{ii}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{i}) + K_{ij}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{j})](\mu_{A}^{i} + \mu_{B}^{i}) + [K_{ji}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{i}) + K_{jj}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{j})](\mu_{A}^{j} + \mu_{B}^{j}) + ...;$$
(1.32)  
$$D_{AB}(x) = [K_{ii}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{i}) + K_{ij}^{-1}(\mu_{A}^{i} - \mu_{B}^{j})]\mu_{i}(x) +$$

$$+[K_{ji}^{-1}(\mu_{A}^{i}-\mu_{B}^{i})+K_{jj}^{-1}(\mu_{A}^{i}-\mu_{B}^{j})]\mu_{j}(x), \qquad (1.33)$$

где индексы A и B относятся соответственно к классам A и B, а индексы i и j – к признакам x;  $\mu_A^i$ ,  $\mu_B^i$ ,  $\mu_A^j$ ,  $\mu_B^j$  – нормативные значения этих признаков по классам; при этом нормирование осуществляется делением среднего значения

параметров в каждом классе на среднее квадратическое отклонение для обоих классов, т.е.  $\mu_A^i = \bar{x}_A^i / \sigma_{AB}^i$ ,  $\mu_A^j = \bar{x}_A^j / \sigma_{AB}^j$ ;  $K_{ii}$ ,  $K_{ji}$ ,  $K_{ji}$ ,  $K_{jj}$  – элементы обратной нормированной матрицы

$$K^{-1} = \begin{vmatrix} K_{ii} & K_{ij} \\ K_{ji} & K_{jj} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{1}{1 - r_{ij}^2} & \frac{r_{ij}}{1 - r_{ij}^2} \\ -\frac{r_{ij}}{1 - r_{ij}^2} & \frac{1}{1 - r_{ij}^2} \end{vmatrix}.$$
 (1.34)

Здесь  $r_{ij}$  – коэффициент корреляции между признаками, определяемый из уравнения

$$r_{ij} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (x_l^i - \bar{x}_{AB}^i) (x_l^j - \bar{x}_{AB}^j) / (\sigma_{AB}^i \sigma_{AB}^j), \qquad (1.35)$$

где  $\overline{x}_{AB}^{i}$  и  $\overline{x}_{AB}^{j}$  – среднее значение признаков для обоих классов в целом;  $x_{l}^{i}$  и  $x_{l}^{j}$  – значения признаков для каждого из объектов, взятых в обучение;  $\mu^{i}(x)$  и  $\mu^{j}(x)$  – нормированные значения признаков проверяемого объекта:

$$\mu^{i}(x) = x^{i} / \sigma_{AB}; \quad \mu^{j}(x) = x^{j} / \sigma_{AB}. \tag{1.36}$$

Решим с помощью описанного метода рассмотренную ранее задачу о наличии и отсутствии в газоконденсатной залежи нефтяной оторочки для тех же 59 газоконденсатных месторождений. К наиболее информативным признакам, характеризующим месторождение, как было показано, относятся  $C_1/C_{5+}$  и  $C_{5+}$ . Из каждого класса были взяты последовательно четыре, шесть, восемь месторождений и далее с тем же интервалом до получения 100%-ной сходимости результатов при последующей проверке всех 59 месторождений.

Из анализа результатов расчетов (табл. 1.25) следует, что при выборке 14 месторождений каждого класса имеем 100%-ную сходимость; при этом порог  $D_{AB} = 0,2278$ .

Обозначив первый член, заключенный в квадратные скобки в выражениях (1.32) и (1.33), через *a*, а второй – через *b*, на основании проведенного расчета получим: a = -0.8518; b = 0.9803;  $\sigma_{AB}^{i} = 3.788$ ;  $\sigma_{AB}^{j} = 76.352$ .

Таким образом, процедура отнесения вновь открытого или изучаемого месторождения к тому или иному классу сводится лишь к определению  $\mu^{i}(x)$  и  $\mu^{j}(x)$  и решению неравенства (1.31), которое в данном случае имеет вид

№ п/п Число мес ние (с неф	Число месторождений, взятых в обуче-	Месторождения, выдержавшие экзамен		
	ние (с нефтяной оторочкой и без нее)	Число	%	
1	4 и 4	33	56	
2	6и6	52	86.5	
3	8 и 8	53	90	
4	10 и 10	58	98,5	
5	12 и 12	59	98,5	
6	14 и 14	59	100	

Таблица 1.25 Результаты расчета с помощью метода многомерного статистического анализа

$$a\mu^{i}(x) + b\mu^{j}(x) \le D_{AB}.$$
(1.37)

**Метод главных компонент.** При изучении влияния различных факторов на исследуемый процесс могут встретиться случаи, когда основное влияние оказывают факторы, сильно коррелированные между собой:

$$z_j = \sum_{i=1}^n a_{ij} x_j, \quad i, j = 1, 2, ..., n.$$
 (1.38)

Выбор линейных комбинаций по независимым переменным не произвольный, а строго определенный, т.е. задача метода главных компонент заключается в линейном преобразовании p признаков  $(x_1, x_2, ..., x_p)$  в новый набор p случайных величин  $(z_1, z_2, ..., z_m)$ , который делает их независимыми и располагает в порядке убывания.

Каждая главная компонента определяется через собственные векторы ковариационной матрицы независимых переменных. Иными словами, если имеем ковариационную матрицу

$$R = \begin{vmatrix} r_{x11} & r_{x12} & \dots & r_{x1n} \\ r_{x21} & r_{x22} & \dots & r_{x2n} \\ r_{xn1} & r_{xn2} & \dots & r_{xnn} \end{vmatrix},$$
(1.39)

то собственные векторы определяются из соотношения  $R\bar{U}_i = \lambda_i \bar{U}_i$ , где  $\bar{U}_i$  – собственные векторы;  $\lambda_i$  – собственные числа.

Определив собственные векторы ковариационной матрицы, можно построить вектор главных компонент, где

$$\|a\| = |\overline{W}_1, \overline{W}_2, \dots, \overline{W}_k|,$$
 (1.40)

т.е. векторы  $\overline{W}_i$ , определяемые в виде  $\overline{W}_i = (\overline{U}_i \overline{U}_i)^{-0.5} \lambda_i^{-0.5}$ , являются столбцами матрицы ||a||, определяющей главные компоненты. Компоненты располагаются в последовательности  $z_1, z_2, ..., z_n$  по убыванию собственных чисел (дисперсий). Обычно анализ по методу главных компонент приводит к тому, что первые дветри компоненты определяют основную долю общей дисперсии.

Пример. Метод главных констант был использован для решения задачи классификации газоконденсатных месторождений.

На основании данных по 114 месторождениям, из которых 13 месторождений нефтяные, 61 – нефтегазоконденсатное или газоконденсатное с нефтяными оторочками, 34 – газоконденсатные и 6 – газовые, решали задачу определения типа залежи, т.е. ее фазового состояния.

Рассматривали признаки  $C_1/C_{5+}$ ,  $C_{5+}$ ,  $C_2/C_3$  и  $F(C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ .

В результате решения собственная матрица имела следующий вид:

	0,09603	0,06004	-0,99035	0,07939	
c	20, 82122	-0, 51998	-0,12708	-0,19766	
$S_{ig} =$	-0, 50969	0,85205	-0,00737	-0,11907	1
	-0,23786	-0,00631	0,05471	0,96973	

Значения главных компонент получали умножением собственной матрицы *S*<sub>ig</sub> на нормированные значения выборки.

Нормирование проводили по формуле

$$\tilde{x} = \frac{2x_{ij} - (\hat{x}_j + \hat{x}_j)}{\hat{x}_j - \hat{x}_j},$$
(1.41)

где  $\tilde{x}$  – нормированное значение  $x_{ij}$ ,  $\hat{x}_j$  и  $\hat{x}_j$  – максимальное и минимальное значения соответственно *j*-го и *i*-го столбца; *i* – номер строки.

На рис. 1.13, на котором показан график, построенный по рассчитанным значениям, нанесены примерные границы между областями, выделяющие определенный тип залежи (*H* – нефтяная, *HГК* – нефтегазоконденсатная). В зависимости от того, в какую область попадает каждое новое месторождение, можно прогнозировать фазовое состояние вмещающего флюида.

Ранговая классификация. К наиболее простым методам классификации объектов относится метод ранговой классификации [52], заключающийся в следующем. Отбирают наиболее информативные признаки, характеризующие распределение объектов по классам. Весь диапазон изменения признаков разбивают на ряд интервалов и каждому интервалу присваивают определенное число баллов или рангов. Тогда всем значениям признаков, попавщим в данный интервал, присваивают число баллов, соответствующее этому интервалу.

Функция классификации для данного объекта определяется суммированием баллов по всем признакам, характеризующим данный объект.

Пример. Рассмотрим применение метода ранговой классификации на примере распознавания типа газоконденсатного месторождения по двум признакам C<sub>1</sub>/C<sub>5+</sub> и C<sub>5+</sub>. Используем исходные данные, приведенные в табл. 1.10 и 1.26.

Выбираем пять месторождений с нефтяной оторочкой и пять месторождений, не имеющих нефтяной оторочки, и рассчитываем сумму баллов для каждого выбранного месторождения (табл. 1.27).

Из данных табл. 1.27 следует, что при сумме баллов более четырех газоконденсатное месторождение имеет нефтяную оторочку (верхний порог), а при сумме баллов менее двух – не имеет (нижний порог). При проверке всех



Рис. 1.13. Зависимость z2 от z1 для определения типа залежи

### Таблица 1.27 Результаты расчета суммы баллов

### Таблица 1.26

Интервалы значений признако и соответствующие им баллы  $C_{51}$ 

> 0 - 1,751,75-3,5 3,5-5,25

5.25-7

7-8,75

>8.75

 $C_1/C_{5+}$ 

>100

80-100

60-80 40-60

20-40

0 - 20

Jakob		Эна	чение для м	лесторожи	цения	1		
ллы с нефтяной оторочкой бо					без нефтяной оторочки			
Ранг	C <sub>1</sub> /C <sub>5+</sub>	C51	Сумма признаков	C <sub>1</sub> /C <sub>5+</sub>	C <sub>51</sub>	Сумма признаков		
1 2 3 4 5	4 1 1 1 1	5 4 3 4 4	9 5 4 5 5	0 0 0 0 0	2 0 0 2 2	2 0 0 2 2		

59 месторождений пять из них остаются нераспознанными, т.е. процент распознавания составляет 91,5. Проверка на выборках месторождений каждого типа (10 и 15) показала одинаковую долю распознанных месторождений (9,65 %), т.е. только два месторождения остались нераспознанными.

Если сопоставить результаты распознавания типа газоконденсатных месторождений, полученные с помощью различных адаптационных моделей на одном и том же исходном материале (табл. 1.28), то можно увидеть, что лучшие результаты, т.е. более высокий процент распознавания при меньшем объеме выборки, дают методы потенциальных функций, главных компонент и ранговой классификации.

Метод ранговой классификации можно использовать и для оценки зависимости показателя процесса от суммарного влияния разных факторов, которое можно выразить через функцию классификации, а также для отбора сочетаний наиболее информативных признаков, при котором обеспечивается наименьшая погрешность при применении регрессионного анализа.

Пример. Рассмотрим применение ранговой классификации для решения задачи об установлении связи между параметрами, характеризующими термодинамическое состояние и состав пластового газа газоконденсатных залежей.

В настоящее время суммарный коэффициент извлечения конденсата определяют в процессе лабораторных экспериментов по дифференциальной конденсации пластовой смеси, моделирующей режим истощения залежи. Как пра-

Таблица 1.28	блица 1.28
--------------	------------

Сопоставление результатов распознавания типа месторождения с помощью разных методов

Метод распознавания образов	Процент распознава- ния при объеме вы- борки (числе месторождений)			
	5	10	15	
Критерий Стьюдента по признаку C <sub>1</sub> /C <sub>5</sub> , Критерий Стьюдента по признаку C <sub>5</sub> , Метод многомерного статистического анализа по сочетанию признаков C <sub>1</sub> /C <sub>5</sub> , и C <sub>5</sub>	82,5 69,6	91,5 91,5 98,4		
Метод потенциальных функций по сочетанию признаков $C_1/C_{5^+}$ и $C_{5^+}$ Последовательная процедура Вальда по двум признакам $C_1/C_{5^+}$ и $C_{5^+}$ Метод главных компонент по двум признакам $C_1/C_{5^+}$ и $C_{5^+}$ Метод ранговой классификации по двум признакам $C_1/C_{5^+}$ и $C_{5^+}$	91,5 88,2 91,5 91,5	100 93,9 93 96,5	98,4 98,4 96,5	

вило, при дифференциальной конденсации происходят пластовые потери стабильного (дебутанизированного) конденсата. В этом случае коэффициент извлечения стабильного конденсата

$$K_{\mu_{3B}} = 1 - \Pi_{\kappa} - \Pi_{\Gamma}, \qquad (1.42)$$

где  $\Pi_{\mathbf{x}}$ ,  $\Pi_{\mathbf{r}}$  – соответственно пластовые потери стабильного конденсата в жидкой фазе и его содержание в газовой фазе при давлении забрасывания залежи, отнесенные к потенциальному содержанию конденсата.

Стабилизацию конденсата проводят согласно инструкции ВНИИГаза.

В результате обработки экспериментальных материалов по 44 газоконденсатным месторождениям определены коэффициенты ассоциации для ряда признаков, характеризующих состав пластового газа и пластовые параметры (табл. 1.29). Из этих признаков выбраны следующие основные факторы: p – начальное пластовое давление; q – начальный газоконденсатный фактор; параметр F;  $t_{90}$  – температура выкипания 90 % конденсата.

Методом ранговой классификации искали связь между коэффициентом извлечения конденсата и четырьмя выбранными признаками (табл. 1.30).

На рис. 1.14, *a*, на котором приведена зависимость  $K_{\mu_{3B}}$  от суммы рангов четырех признаков по выбранным интервалам для каждого газоконденсатного месторождения, видно, что все имеющиеся месторождения группируются внутри полосы. Если прибавить к выбранным четырем признакам параметр *E*, то ширина полосы при аналогичном построении резко увеличивается (рис. 1.14, *б*), т.е. добавление малоинформативного признака ослабляет общую законо-

ассоциации	квадратическое отклонение
0,60	0,0485
0,16	0,0026
0,42	0,0290
0,45	0,269
0,44	0,0273
0,45	0,0285
0,23	0,0069
0,37	0,0176
0,24	0,0072
0,28	0,0096
	0,60 0,16 0,42 0,45 0,44 0,45 0,23 0,37 0,24 0,28

Г	а	б	л	И	ц	а	1	.29
---	---	---	---	---	---	---	---	-----

### Коэффициент ассоциации для ряда признаков

Примечание. Сар. Смет, Снаф – относительное содержание соответственно ароматических, метановых и нафтеновых углеводородов во фракции конденсата, выкипающей до 200 °С.

	Интервалы значений признаков и присвоенные им ранги									
	Интервал значен	ий для фактора								
p	q	F	t90	Ранг						
20-25 25-30 30-35 35-40 40-45	0-100 100-200 200-300 300-400 >400	>5 4~5 3~4 2~3 1~2	1,5-2 2-2,5 2,5-3 3-3,5 >3,5	5 4 3 2 1						

Таблица 1.30

мерность  $(H_1 > H_2)$ . Как следует из рис. 1.14, *a*, четыре месторождения из общей зависимости выпали. Возможно, это объясняется некачественной информацией. В дальнейших расчетах данные по этим месторождениям могут не приниматься во внимание.

Таким образом, из всех информативных признаков с помощью ранговой классификации можно отобрать такие, сочетания которых обеспечивают наименьшую ширину полосы, т.е. наименьший разброс точек. Связь между выбранными признаками и рассматриваемым показателем устанавливается на основании корреляционного и регрессионного анализа. В тех случаях, когда один или несколько признаков характеризуют только качественное состояние объекта, установление связи между показателем и этими признаками возможно на основе ранговой классификации в виде уравнения, связывающего функцию классификации со всеми рассматриваемыми информативными признаками.

Статистическое дифференцирование. При проведении экспериментальных исследований как в лабораторных, так и промысловых условиях на полученные результаты влияет множество различных факторов, в том числе в эначительной степени точность измерительной аппаратуры. При изучении таких характеристик процесса, как, например, фазовые переходы в газоконденсатных и газонефтяных системах, часто приходится сталкиваться с тем, что искомые показатели лежат в пределах погрешности их определения.

Задачу определения фазовых переходов можно значительно упростить, если рассматривать ее как задачу *распознавания образов*. В этом случае решение будет сводиться к определению термодинамических условий, при которых данная система переходит из одного образа (однофазное состояние) в другой (двухфазное состояние). Можно применить при этом метод фильтрации шумов – *ставлистическое дифференцирование*. Он позволяет усилить влияние составляющих признаков, претерпевающих наибольшее изменение в точках фазовых переходов, т.е. усилить полезный сигнал системы и заглушить посторонний шум.



Рис. 1.14. Зависимость коэффициента извлечения от суммы рангов всех признаков

Давления насыщения пластовых нефтей в начале конденсации пластовых газов являются основными параметрами, характеризующими состояние пластовой смеси. Их экспериментальное определение с помощью объемного метода измерения основано на изменении сжимаемости систем при переходе системы из однофазного состояния в двухфазное. Однако такое изменение в момент начала фазового перехода обычно весьма незначительно и проявляет себя уже в области интенсивного фазового обмена. Поэтому погрешность определения этих параметров с помощью объемных методов измерения может быть достаточно большой.

Особую трудность представляет определение фазовых переходов в пористой среде, где к погрешности приборов прибавляется еще погрешность, обусловленная влиянием пористой среды (сорбционными процессами, капиллярными явлениями и т.п.), т.е. наблюдается усиление помех.

Применение метода дифференцирования функции с целью усиления сигнала о появлении новой фазы можно обосновать теоретически. Рассмотрим процесс контактной и дифференциальной конденсации газоконденсатной смеси.

Обычно при объемном методе измерения кривая давление – объем или давление – количество отобранного газа является монотонной. Рассмотрим, какие составляющие в этом случае претерпевают наибольшие изменения в процессах контактной и дифференциальной конденсации. Зависимость давления от объема смеси для этих процессов можно найти из следующих выражений:

для контактной конденсации

$$\Omega = \frac{84,82UT}{p} + \frac{(1-U)M}{\rho};$$
(1.43)

для дифференциальной конденсации

$$\Omega = \frac{84.8zUT(1-N)}{p} + \frac{(1-U)(1-N)M}{\rho}, \qquad (1.44)$$

где  $\Omega$  – объем смеси, дм<sup>3</sup>; z – коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы; U = 1 – молярная доля метана; p – давление, МПа; M – молярная масса жид-кой фазы, кг/дм<sup>3</sup>; N – доля отобранных молей газа при давлении выше давления начала конденсации или равном ему.

Вторые члены правой части представляют собой объем выделившейся из газа жидкой фазы. При давлениях, близких к давлению конденсации, они малы по сравнению с объемом газовой фазы (первыми членами) и ими можно пренебречь.

Тогда из уравнения (1.43)

$$p \approx 84.8 \ zUT/\Omega \tag{1.45}$$

и из уравнения (1.44)

$$p \approx 84.8 \ zUT(1 - N)/\Omega.$$
 (1.46)

Продифференцируем  $\Omega$  по p, а p по N:

$$\left|\frac{\partial p}{\partial \Omega}\right|_{T} = \frac{2U}{\Omega^{2}[z|\partial U / \partial p|_{T} + U|\partial z / \partial p|_{T}] - 1 / (84,8T)};$$
(1.47)

$$\left|\frac{\partial p}{\partial N}\right|_{T,\Omega} = \frac{zU}{(1-N)[z|\partial U/\partial p|_{T,\Omega} + U|\partial z/\partial p|_{T,\Omega}] - \Omega/(84,8T)}.$$
 (1.48)

59

Из уравнений (1.47) и (1.48) следует, что производные  $|\partial p/\partial \Omega|_T$  и  $|\partial p/\partial N|_{T,\Omega}$  зависят от изменения коэффициента сжимаемости и молярной доли метана.

Рассмотрим на примере бинарной смеси метан-*н*-пентан изменение *z* и *U* при снижении давления. Молярная доля исходной смеси равна 0,8972. В точке, соответствующей началу конденсации смеси ( $p_{\text{н.к}} = 15,8$  МПа), наблюдается значительный перелом на кривой z = z(p) (рис. 1.15), что связано с изменением состава газовой фазы при выделении из нее жидкости. Несколько менее выражен перелом на зависимости  $U = \xi(p)$ . Об этом свидетельствуют кривые 2 и 3 на рис. 1.15, которые соответствуют контактной и дифференциальной конденсации. Следовательно, производные  $|\partial z/\partial p|_T$  и  $|\partial U/\partial p|_T$  будут иметь скачок в точке, соответствующей началу конденсации, который должен отразиться на зависимостях  $|\partial p/\partial \Omega|_T$  и  $|\partial p/\partial N|_{T,\Omega}$  от *p*.

На рис. 1.16–1.19 представлены результаты расчета зависимостей давления от объема системы, давления от доли отобранных молей газа,  $|\partial p/\partial \Omega|_T$  и  $|\partial p/\partial N|_{T,\Omega}$  от *p* для той же системы. Расчеты процесса контактной и дифференциальной конденсации проводили по методике, изложенной в [67], на основании экспериментальных данных об изменении фазового состояния этих смесей.

Изотерма  $p - \Omega$  не имеет видимого перелома в точке начала конденсации. Однако дифференцирование этой функции (см. рис. 1.18) дало четкий перелом на кривой  $|\partial p/\partial \Omega|_T$  от давления при p = 15,3 МПа (по расчетным данным  $p_{\text{в.к}} = 15,8$  МПа). На зависимости  $|\partial p/\partial N|_{T\Omega}$  от p наблюдается скачок производной при том же давлении начала конденсации (см. рис.1.19).

Следует отметить, что усиление сигнала о появлении новой фазы в данном случае можно получить не только простым дифференцированием, но и таким преобразованием переменных, при котором будут выделены составляющие, наиболее сильно изменяющиеся в процессе фазового перехода. К таким составляющим в примере относятся сжимаемость газовой фазы и ее молярная доля.

Преобразовав выражения (1.45) и (1.46) таким образом, чтобы усилить влияние этих составляющих, получим

$$p\Omega \cong zUC_1; \quad p/(1-N) = zUC_2, \tag{1.49}$$

где  $C_1 = 84,8T$  и  $C_2 = 84,8T/\Omega$  – постоянные для данных процессов величины.

Эти зависимости дают четкий перелом в точке фазового перехода (см. рис. 1.16, 1.17).

Однако в рассмотренных примерах приняли, что случайные ошибки и



Рис. 1.15. Зависимости коэффициента сверхсжимаемости (1) и молярной доли (2, 3) метана от давления

60

Рис. 1.16. Зависимости  $p = p(\Omega)$  и  $p\Omega = f(\Omega)$ 



помехи не оказывают влияния на измерения, т.е. равны нулю. В действительности при проведении экспериментальных исследований таких процессов ошибки и помехи (в дальнейшем будем их называть «шум прибора») могут оказывать значительное влияние на полученные зависимости и по величине сигнала быть выше выделенного нами сигнала (шума системы) о начале фазового перехода. Поэтому поиск фазового перехода заключается в одновременном проведении двух процессов: усиления сигнала самой системы о начале фазового перехода и гашения постороннего шума, основанного на различной природе шумов прибора и самой системы. Этот процесс называется фильтрацией шумов. Его осуществляют с помощью метода статистического дифференцирования.

Если считать, что функция  $p(\Omega)$  или p(N) содержит две составляющие –







Рис. 1.18. Зависимость  $|\partial p / \partial \Omega|_T$  от давления





неслучайную функцию, описываемую полиномом *n*-й степени, и случайную, представляющую собой помехи с дисперсией  $G_{xx}$ , то, воздействуя на  $p(\Omega)$  некоторым оператором, можно «отфильтровать» данный процесс или найти производную неслучайной составляющей  $dp/d\Omega$ . В основе метода лежит гипотеза аддитивности сигнала и шума. При решении практических задач ограничиваются построением оператора с весовой функцией, который выделяет сигнал и осуществляет операцию дифференцирования. Для нахождения весовой функции сигнал представляют в виде полинома

$$p(\Omega) = C_0 + C_1 \Omega + C_2 \Omega^2 + \dots + C_n \Omega^n.$$
(1.50)

Тогда весовая функция

$$K(\Omega) = \mu_0 + \mu_1 \Omega + ... + \mu_n \Omega_n.$$
 (1.51)

Коэффициенты µ<sub>0</sub>, µ<sub>1</sub>, ..., µ<sub>n</sub> определяются по [71], [75]. Выразим весовую функцию полиномом первого порядка:







Рис. 1.21. Зависимость  $A = \left| \frac{\partial p}{\partial (Q_{3an} - Q_{or6})} \right|_{T,\Omega}^{10^{-11}}$  от  $B = 10^7 p / (Q_{3an} - Q_{or6})$ : 1 – пористая среда  $(p_{n.\kappa} = 27,5 \text{ МПа}); 2$  – бомба РVT  $(p_{n.\kappa} = 27 \text{ МПа})$ 

$$K(\Omega_1) = \mu_0 + \mu_1 \Omega_1;$$
 (1.52)

$$\mu_0 = 6/\Omega; \quad \mu_1 = 12/\Omega^3. \tag{1.53}$$

Тогда

$$\frac{dp}{d} = \int_{0}^{\Omega} K(\Omega_{1}) p(\Omega - \Omega_{1}) d\Omega.$$
(1.54)

На рис. 1.20 и 1.21 приведены результаты, полученные для газоконденсатной системы с газоконденсатным фактором 286 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Для нее использовали экспериментальные данные, полученные как в бомбе PVT, так и в пористой среде. Давление начала конденсации в бомбе PVT было определено экспериментально и составляло 27 МПа (см. рис. 1.21).

Давление начала конденсации в объеме, определенное с помощью статистического дифференцирования по зависимости p от количества отобранного газа  $Q_{\text{отб}}$ , составило 28 МПа. Более четкий перелом наблюдается при статистическом дифференцировании зависимости  $p/(Q_{\text{зап}} - Q_{\text{отб}})$  от  $Q_{\text{заи}} - Q_{\text{отб}}$ , построенной в соответствии с уравнением (1.48) при давлении 27,6 МПа.

## 1.8. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ГАЗА. ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Регрессионный анализ. С помощью регрессионного анализа можно подобрать математическую модель, связывающую показатель процесса с основными влияющими факторами. Наиболее простой вид такой модели — линейное уравнение регрессии

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n, \tag{1.55}$$

где  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ , ...,  $a_n$  – коэффициенты уравнения регрессии, определяемые из решения системы уравнений

$$\sigma_{y}r_{yx_{1}} = a_{1}\sigma_{x_{1}} + a_{2}r_{x_{1}x_{2}}\sigma_{x_{2}} + \dots + a_{n}r_{x_{1}x_{n}}\sigma_{x_{n}};$$

$$\sigma_{y}r_{yx_{2}} = a_{1}r_{x_{2}} + a_{2}\sigma_{x_{2}} + \dots + a_{n}r_{x_{2}x_{n}}\sigma_{x_{n}};$$

$$\sigma_{y}r_{yx_{n}} = a_{1}r_{x_{n}x_{1}}\sigma_{x_{1}} + a_{2}r_{x_{n}x_{2}}\sigma_{x_{2}} + \dots + a_{n}\sigma_{x_{n}};$$

$$a_{0} = \overline{y} - \sum_{i=1}^{n} a_{i}\overline{x}_{i}.$$
(1.56)

Для решения этой системы уравнений проводят предварительный анализ и определяют коэффициенты корреляции и их средние квадратические отклонения.

Пример. Рассмотрим вывод уравнения регрессии для приведенных в табл. 1.20 результатов расчетов по определению коэффициента дополнительного извлечения конденсата из пласта при закачке газа в пласт. Для этого используем коэффициенты корреляции, средние значения факторов и средние квадратические отклонения. Так как расчеты были спланированы по методу комбинационного квадрата, то благодаря нейтрализации взаимного влияния факторов коэффициенты парной корреляции равны нулю.

Установлено, что на извлечение конденсата при закачке газа наибольшее влияние оказывают число поровых объемов закачиваемого газа и давление, а состав закачиваемого газа влияет в значительно меньшей степени (см. табл. 1.49).

Запишем систему уравнений

$$-10,97 \cdot 0,0442 = 7,22a_1 + 0 + 0 + 0;$$
  

$$10,97 \cdot 0,6876 = 0 + 67,61a_2 + 0 + 0;$$
  

$$-10,97 \cdot 0,1497 = 0 + 0 + 0,29a_3 + 0;$$
  

$$10,97 \cdot 0,596 = 0 + 0 + 0 + 3,01a_4,$$

из которой определим коэффициенты регрессии:  $a_1 = 0,064; a_2 = 0,115; a_3 = -5,662; a_4 = 2,172; a_0 = 23,45 - (-10.0,064 + 154,2.0,115 - 0,5.662 + 5.2,172) = -1,1323.$ 

Уравнение регрессии запишем в виде

$$y_{\rm p} = -1,1323 - 0,064C_2 + 0,1115p - 5,662(C_3 + C_4)/(C_{2+}) + 2,172n.$$
 (1.57)

Степень соответствия экспериментальных данных значениям коэффициента дополнительного извлечения конденсата, вычисленным по уравнению (1.49), устанавливает мера идентичности:

$$Q_y = \sum_{i=1}^{N} a_i r_{yx_i},$$
 (1.58)

где  $a_i = a_i \sigma_{x_i} / \sigma_y$  – коэффициент уравнения регрессии.

По мере идентичности вычисляется коэффициент множественной корреляции  $R_y = \sqrt{Q_y}$ , характеризующий степень близости линейной модели к экспериментальным данным. Для приведенного примера  $R_y = 0.923$ .

После получения линейной модели следует оценить возможность улучшения при переходе к нелинейной модели. Для этого вычислим корреляционное отношение

$$\eta_{y} = \frac{1}{\sigma_{y}} \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^{N} (y_{pj} - \overline{y})^{2}}$$
(1.59)

и его критерий надежности

$$\theta_{\eta} = \eta \sqrt{N} / (1 - \eta^2). \qquad (1.60)$$

В рассматриваемом примере  $\eta = 1,05$ ,  $\theta = 52,5$ ; степень нелинейности модели  $n^2 = \eta_{y^2} - R_{y^2} = 0,25$  сравнивают с величиной 12/N: если она меньше, то

считают, что переход к нелинейной модели не способствует ее улучшению.

Пример. Аналогичным образом были получены уравнения регрессии для результатов, выражающих зависимость коэффициента Генри для этана, пропана, изобутана и *н*-бутана.

Уравнение регрессии имеет вид

$$\lg K_0 = a_0 + a_1 \widehat{K} + a_2 t_{ou} + a_3 t_{cp}.$$
(1.61)

Коэффициенты уравнения регрессии для каждого газового компонента приведены в табл. 1.31. Там же указаны значения меры идентичности и коэффициенты множественной корреляции. Они получились достаточно высокими, что свидетельствует о хорошем соответствии результатов расчета по уравнению (1.61) экспериментальным данным.

Данные расчета коэффициентов Генри по уравнению регрессии приведены в табл. 1.14. Средняя погрешность по всем компонентам не превышает 4 %, а максимальная ошибка – 10 %. Как показано в табл. 1.14, средняя температура кипения фракции не влияет на коэффициент Генри, поэтому из уравнения был исключен член, учитывающий влияние  $t_{cp}$ . Уравнение приняло вид

$$\lg K_0 = a'_0 + a'_1 \,\widehat{K} + a'_2 t_{\rm ou}. \tag{1.62}$$

Численные значения коэффициентов этого уравнения приведены в табл. 1.32.

Данные для расчета коэффициента Генри по уравнению (1.61) Коэффициент Газовый компомножествен-Мера иден $a_1$  $a_0$  $a_2$  $a_3$ нент ной коррелятичности шии Этан 3,1506 -0,14610.008 -0,00006 0,92 0.96 1.5614 -0,0679 0,0118 -0,00006 0,97 0,98 Пропан -0,0980 -0,00005 Изобутан 1,4406 0.0141 0.97 0.98 н-бутан 1.2659 -0.0993 0,0156 -0,00006 0.94 0.97

Таблица 1.31

Таблица 1.32

Результаты расчетов коэффициента Генри по уравнению (1.62)

Коэффициент	Значение коэффициента для разных газовых компонентов							
уравнения регрессии	Этан	Пропан	Изобутан	<i>н</i> -бутан				
a <sub>0</sub> a <sub>1</sub> a <sub>2</sub>	3,0584 -0,1464 0,0080	1,5131 0,0679 0,0118	1,3657 -0,0980 0,0156	1,2346 0,0993 0,0156				

Уравнениями (1.61) и (1.62) можно пользоваться для определения коэффициента Генри и газовых компонентов в конденсатах и легких нефтях разного группового и фракционного состава.

Пример. Для получения корреляционной связи между коэффициентами растворимости газа в нефти и параметрами, характеризующими состав и термодинамические условия, были проанализированы экспериментальные данные по 69 скважинам нефтяных месторождений, относящихся к различным нефтегазоносным районам. Следует отметить, что существующие корреляции по определению газонасыщенности нефтей, благодаря многообразию их составов, как правило, оправдывают себя для нефтей тех районов, для которых они получены, и оказываются совершенно непригодными для нефтей других районов.

В связи с этим представляло интерес выявить, какие факторы оказывают основное влияние на растворимость газа в нефти.

Из факторов, характеризующих состав газа, были выбраны два: объемное содержание в газе азота  $N_{a3}$  (%) и отношение объемных содержаний в газе этана и вышекипящих углеводородов к объемному содержанию метана  $(C_{2+})/C_1$ .

Поскольку из свойств нефти существенное влияние на растворимость газа оказывают групповой состав нефти и содержание в ней асфальтенов и смол, то были выбраны два фактора, характеризующие состав нефти. В качестве первого было взято массовое отношение метановых к сумме нафтеновых и ароматических углеводородов во фракции нефти, выкипающей до 300 °C, -M/(H + A), в качестве второго – суммарное массовое содержание в нефти смол и асфальтенов r, %.

В качестве показателя рассматривали средний коэффициент растворимости газа в нефти S, который определяется как газовый фактор нефти ( $M^3/T$ ), деленный на давление насыщения нефти (МПа).

Поскольку охватить все многообразие составов нефтей и газов с помощью корреляционного анализа не представлялось возможным, были взяты данные по нефтяным месторождениям, которые согласно статистическим исследованиям соответствуют большинству месторождений СНГ.

Растворенный газ взятых месторождений характеризовался содержанием азота в пределах от 1 до 17 %, метана – от 12 до 69 %; отношение  $C_{2+}/C_1$  изменялось от 0,1 до 4,3, отношение  $C_2/C_3$  – от 0,7 до 2.

В нефтях соотношение M/(H + A) колебалось от 1,2 до 2,4, а содержание смол и асфальтенов – от 1 до 17 %, плотность дегазированной нефти изменялась от 0,8 до 0,865, выход фракций, выкипающих до 300 °C, – от 42 до 67 %, содержание парафинов – от 3 до 30 %. Пластовая температура составляла 20–130 °C.

В результате корреляционного и регрессионного анализа было получено уравнение регрессии

$$S = 1,263 - 0,506N_{a3} + 0,0571\frac{C_{2+}}{C_1} + 0,2864\frac{M}{A+H} - 0,0382r - 0,0029t.$$
(1.63)

Согласно данным табл. 1.33, максимальное отклонение достигает 38,9 % при средней погрешности 12,5 %.

Уравнение (1.63) использовали для выявления влияния каждого фактора в указанных пределах при средних значениях остальных факторов.

Данные табл. 1.34 характеризуют изменение коэффициента растворимости при варьировании каждого фактора от одного значения до другого. Наибольшее

### Таблица 1.33

Месторождение	N <sub>a3</sub>	(C <sub>2+</sub> )/C <sub>1</sub>	Содержание смол и ас- фальтенов	t, °C	S,	S <sub>p</sub>	(S₃ - S₅)∕ S₃, %
Касибское Истокское Ерагинское Лужковское Кукушкишское Троельжанское Дороховское Дубовогорское Осинцевское	12,3 6,6 5,2 1,7 6,3 7,4 11,5 15 4,2	1,17 1,14 0,58 1 0,65 0,67 1,31 1,13 0,91	5,44 4,27 5,42 10,80 11,53 14,48 16,70 16,15 4,70	30 25,5 26,5 26 31 27 35 42 35	1,08 1,08 0,99 0,98 0,93 0,91 0,68 0,50 1,60	0,93 1,28 1,26 1,26 0,97 0,81 0,53 0,37 1,34	-13,9 +18,5 +27 +28,6 +4,3 -11 -22 -26 +16,2

# Экспериментальные S<sub>2</sub> и рассчитанные S<sub>p</sub> значения коэффициента растворимости и погрешности их вычисления

### Таблица 1.34

### Изменение коэффициента растворимости

Фактор	Среднее значение фактора	Пределы изменения фактора	Интервал изменения S*	ΔS					
	9 9 1,8 75 2,1	1-17 1-17 1,2-2,4 20-130 0,1-4,3	1,3-0,54 1,24-0,63 0,74-1,07 1,04-0,75 0,78-1,02	0,76 0,61 0,35 0,29 0,24					
• При предельном значении данного фактора и средних значениях остальных.									

влияние на растворимость газа в нефти в указанных пределах оказывают два фактора: содержание в газе азота, а в нефти – смол и асфальтенов. Рост этих факторов уменьшает растворимость газа. На третьем месте по влиянию стоит групповой состав нефти, на четвертом – температура, а на последнем –  $(C_{2^+})/C_1$ .

Уравнение (1.63) было применено для оценки растворимости газов в нефти для месторождений, не вошедших в выборку. Так как для этих нефтей данные по групповому составу не были известны, то фактор группового состава был принят равным среднему значению 1,8.

Средняя погрешность увеличилась до 18,7 %. Это значение можно использовать для приближенных оценок коэффициента растворимости газа в нефти в указанных пределах варьирования факторов.

Пример. На основании корреляционного анализа, проведенного ранее, получено уравнение регрессии для определения молярной массы стабилизированной нефти:

 $M_{\rm CT,H} = -324,7 + 643,45x_1 - 13,096x_2 - 1,114x_3 + 0,371x_4 + 2,442x_5 + 0,161x_6.$ 

Проведенная проверка этого уравнения как на исходной выборке, так и на многих других нефтях (более 30), показала, что средняя погрешность определения молярной массы  $\Delta M_{\rm cr.s.}$  составляет 5 %, что подтверждается экспериментальными данными (табл. 1.35).

Пример. В табл. 1.36 приведены данные о давлении начала конденсации  $p_{\text{н.к.}}$  газоконденсатных систем, полученные на основе спланированного эксперимента, и результаты корреляционного анализа этих данных.

Из данных табл. 1.36 следует, что влияние температуры на  $p_{\rm H.x}$  в преде-

	Плотность Объемная доля стабилизи- нефти, %		Mac	Массовая доля, %			Молярная масса нефти М <sub>ст.н</sub>		
месторождение	рованнои нефти, г/см <sup>3</sup>	$\frac{K_{100-200}}{K_{200-300}}$	К <sub>НК-300</sub>	смол	асфаль- тенов	пара- финов	Экс- пери- мент	Расчет	%
Березовское	0,8568	1	45,5	7,34	2,36	5,76	246	217,8	11,46
Карлово- Ситовское	0,8596	0,86	45	9,60	1,50	7	234	220,36	5,83
Яблоновый Овраг	0,8820	0,65	41,5	9,20	2,40	4	245	438,49	2,25
Белозерское	0,8523	0,93	44	7,40	1,20	8,10	227	213,48	5,36
Чубовское	0,8617	0,92	43	8,90	5,40	2,40	234	229,74	1,82
Серноводское	0,9027	0,75	36	11,91	6,24	5,62	254	262,77	3,45
Мухановское	0,8415	1,05	48	5,02	1,20	8,77	226	203,74	9,85
Михайловское	0,8300	1,33	59	4,37	0,54	6,30	195	189,16	3
Спасское	0,8380	0,81	54	5,50	0,50	8,40	187	193	3,10
Долина	0,8540	0,84	49,2	17	-	10,70	209	216,4	3,54
Примечан интервале темпера	и н.е. Парамет тур соответст	ры K <sub>100-200</sub> , гвенно от 1	К <sub>200-300</sub> , К 00 до 200	( <sub>нк-300</sub> · ∕°С, от	- количе 200 до З	ство кој 300 °C и	нденсата 1 от НК	а, выкипан до 300 °C	ющего в С.

### Таблица 1.35

Результаты определения молярной массы нефти

Таблица 1.36

Результаты корреляционного анализа

Признак		Коэффициен	Среднее			
	$p_{\scriptscriptstyle \rm H.K}^{-1}$	Мсм	Mg	t	значение признака	σ
$\begin{array}{c} p_{\rm ILK}^{-1} \\ M_{\rm CM} \\ \end{array}$	1 0,529	0,529 1	-0,865 0	0,010	0,0044 24	0,0016 1,4
M <sub>g</sub> t	-0,835 0,010	0	0	0	47,2 64	7,1 21,5

лах выбранных значений  $M_{c_M}$  и  $M_g$  практически неощутимо, поэтому при выводе уравнения регрессии оно не учитывалось.

Так как величина  $p_{n,\kappa}^{-1}$  имеет распределение, близкое к нормальному, то уравнение множественной регрессии будет иметь вид

$$p_{_{\rm H.K}}^{-1} = a_0 + a_1 M_{_{\rm CM}} + a_2 M_{_{\rm g}}.$$

На основании корреляционной матрицы получено уравнение вида

$$p_{\text{H.K}} = (a_0 + a_1 M_{\text{CM}} + a_2 M_g). \tag{1.64}$$

Проверка полученного уравнения сначала была проведена для 25 заданных значений  $p_{n.к.}$  Мера идентичности по полученному уравнению Q = 0,94, коэффициент множественной корреляции R = 0,97. Для  $p_{n.k.}$  полученных экстраполяцией экспериментальных данных, уравнение дало значительную погрешность. В связи с неуверенностью в точности выбранных значений  $p_{n.k.}$  точки, полученные экстраполяцией, в дальнейшем не учитывались.

Уравнение (1.64) апробировали далее для 125 значений  $p_{\text{н.к.}}$  Мера идентичности и коэффициент множественной корреляции остались неизменными.

t °C		3	Cunto	Сратиаа			
<i>i</i> , <i>c</i>	1	2	3	4	5	Сумма	Среднее
0 10 20 30 40	18 20,5 20 8 11	64,5 50 52 50,5 45	134,5 117,5 91 103 95	191 200 176 174,5 166	290 281 275 268 242	698 669 615,6 602 558	139,6 133,8 123 120 11,8
Сумма Среднее	77,5 15,5	262 52,5	541 108	907 181,5	242 271		

Таблица 1.37 Усредненные значения С5+ для расчета по уравнению (1.65)

Пример. В табл. 1.37 приведены усредненные значения  $C_{5+}$ , которые получены с помощью корреляционной матрицы, выражающей связь выхода конденсата из газа с такими факторами, как давление p, температура t, содержание конденсата в добываемом газе  $C_{5+}$  и характеристический фактор.

Эмпирическая зависимость g от C<sub>5+</sub> описывается уравнением типа

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2.$$

Подобрав коэффициенты, получим

$$g_{C_{5+}} = -4,798 + 11,285(C_{5+}) + 8,7857(C_{5+})^2$$
. (1.65)

Средние значения, вычисленные по этому уравнению, достаточно близки к исходным средним:

g <sub>C5+</sub>	1	2	3	4	5
Значение С5+:					
среднее	15,5	52,5	108	181,5	271
вычисленное	15,3	52,9	108,1	180,9	271,2

Для устранения влияния фактора C<sub>5+</sub> вычтем из приведенных данных полученные по эмпирической формуле средние значения (табл. 1.38), определим эмпирическую зависимость средних отклонений от второго по степени воздействия фактора. Эта зависимость хорошо описывается формулой

$$g_t^2 = 14,46 - 0,764 + 0,002t^2.$$
 (1.66)

+ •0			Cumun	Caraman			
i, C	1	2	3	4	5	Сумма	Среднее
0 10 20 30 40	2,5 5 4,5 -7,5 -4,5	12 -2,5 -0,5 -2 -7,5	26,5 9,5 -17 -5 -15	9,5 18,5 -5,5 -7 -15	19 10 4 -3 -29	69,5 40,5 -14,5 -24,5 -69	13,9 8,1 -29 -4,9 -13,8
Сумма Среднее	0 0	-0,5 -0,1	-1 -0,2	+0,5 0,1	1 0,2		

Таблица 1.38 Усредненные значения С<sub>5+</sub> для расчета по уравнению (1.66)

Для сравнения вычисленные по уравнению (1.66) и средние значения t приведены ниже:

<i>B</i> <sub>C5+</sub>	0	10	20	30	40
Значение t, °C:					
среднее	13,9	8,1	-2,9	-4,9	-13,8
вычисленное	14,1	6.7	-0,3	-6,9	-13.2

Полученные эмпирические формулы объединим в одну:

$$g = 9,37 - 0,764t + 0,002t^{2} + 11,28(C_{5+}) + 8,785 + (C_{5+})^{2}.$$
(1.67)

В это уравнение не вошли факторы  $\widehat{K}$  и p, так как ими пренебрегли в силу их слабого влияния.

Для оценки точности полученной формулы найдем коэффициент множественной корреляции: R = 0,99, что свидетельствует о хорошей сходимости экспериментальных и расчетных данных.

Пример. Ранее с помощью ассоциативного анализа и ранговой классификации решали задачу об установлении связи между коэффициентом увеличения добычи конденсата из пласта и факторами, характеризующими термодинамическое состояние и состав пластового газа. В результате были отобраны четыре наиболее информативных признака: пластовое давление, начальный конденсатный фактор q, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, температура выкипания 90 % конденсата  $t_{90}$  и параметр  $F = (C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ .

В результате корреляционного и регрессионного анализа получено уравнение регрессии для определения коэффициента извлечения конденсата из пласта:

$$K_{\rm p} = 109,566 - 0,115p - 0,022q + 0,00021F - 0,00045t_{\rm so}.$$
 (1.68)

Видно, что последними факторами при вычислении K<sub>p</sub> можно пренебречь. Тогда формула будет иметь вид

$$K_{\rm p} = 109,566 - 0,115p - 0,022q.$$
 (1.69)

Возможность определения коэффициента извлечения конденсата по формуле (1.69) проверяли на 12 месторождениях США и четырех месторождениях СНГ. Средняя погрешность составила 5,5 %.

При составлении комплексных проектов разработки и обустройства газоконденсатных месторождений, а также для планирования добычи конденсата и его переработки необходимо располагать данными по выходу конденсата, т.е. количеству конденсата, поступающего из пласта с добываемым газом на поверхность, на весь период разработки месторождения.

В целях установления статистической связи между содержанием  $C_{5+}$  в добываемом газе и факторами, характеризующими состав пластового газа и термодинамические условия пласта, собраны экспериментальные данные по потерям конденсата в пласте для 32 месторождений из разных районов СНГ. По этим данным построены кривые изменения содержания конденсата в добываемом газе. Для сопоставления эти кривые перестраивали в безразмерных параметрах  $y = q_{\partial i}/q_0$  и  $x = p_i/p_{\text{н.к.}}$  где  $q_{\pi i}$  – содержание конденсата в добываемом газе, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $q_0$  – потенциальное содержание  $C_{5+}$  в газе, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $p_i$  – пластовое давление, МПа;  $p_{\pi \kappa}$  – давление начала конденсации, МПа.

Ряд таких кривых для пластовых газов различных конденсатных месторо-

ждений представлен на рис. 1.22. Анализ этих кривых показал, что они могут быть достаточно точно описаны уравнением типа

$$y = \frac{a}{\sqrt{x}} e^{bx}.$$
 (1.70)

Для установления аналитической связи между коэффициентами a и b уравнения и составом добываемой пластовой смеси были взяты на кривой значения y при x = 0,5. Затем с помощью метода ранговой классификации были выявлены наиболее информативные признаки, влияющие на найденные значения y при x = 0,5. С использованием корреляционного и регрессионного анализа было подобрано оптимальное сочетание параметров, характеризующее термодинамические параметры пласта. Средняя погрешность по этим месторождениям составила около 6,5 %.

Таким образом, используя формулу (1.70), можно рассчитать y при x = 0,5 для любой кривой, т.е. получить ординату точки на кривой изменения содержания  $C_{5+}$  в добываемом газе.

По значению y при x = 0,5 рассчитывают коэффициенты a и b уравнения (1.68) при условии: если x = 1, то y = 1, если  $x \neq 1$ , то  $y \neq 1$ . Затем строят графики изменения содержания  $C_{5+}$  в составе добываемого газа (см. рис. 1.22). Со-поставление проводили с данными, полученными как по константам равновесия, так и по кривым потерь конденсата в пласте. Наблюдалась хорошая сходимость предлагаемого метода с ранее существующим.

**Многомерный корреляционный анализ.** При многомерном корреляционном анализе уравнение регрессии можно представить в виде произведения функций отдельных факторов:

$$y_i = y_{cp} \prod_{i=1}^m F_i(x_{ij}).$$
 (1.71)

Вид функций  $F_i(x_i)$  выбирается из следующей совокупности:





1 – Челбасское; 2 – Староминское; 3 – Уренгойское (Бу<sub>5</sub>); 4 – Березанское; 5 – Уренгойское (Бу<sub>-10</sub>); 6 – Вуктыльское; 7 – Русский Хутор

$$F_{1} = a_{1}(x + a_{3})^{a_{2}} - a_{4}; \quad F_{2} = a_{1}l^{a_{2}x} - a_{3}; \quad F_{3} = 1/(a_{1} + a_{2}x) - a_{3};$$

$$F_{4} = a_{1}l^{a_{2}(x + a_{3})^{2}} - a_{4}; \quad F_{5} = 1/(a_{1} + a_{2}l^{-x}) - a_{3}; \quad F_{6} = a_{1}(x + a_{3})^{a_{2}}l^{a_{5}(x + a_{3})}; \quad (1.72)$$

$$F_{7} = a_{1} + a_{2}\ln(x + a_{3}); \quad F_{8} = a_{1} + a_{2}x; \quad F_{9} = \sum_{l=0}^{r} a_{l}x^{l}; \quad r = 2, 3, 4.$$

Введение в функцию  $F_i(x_i)$  дополнительных параметров  $a_3$  и  $a_4$ , сдвигающих значение функций по осям координат, делает совокупность функций более приспособленной к аппроксимации.

Определение уравнения регрессии вида (1.71) заключается в следующем.

Значения зависимой переменной  $y_i$  заменяют нормированными:

$$y_{1i} = y_j / y_{cp}; \ y_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n y_j.$$
 (1.73)

Далее определяют эмпирическую линию регрессии  $\tilde{y}_{1j} = F_1(x_{1j})$  и рассчитывают значения остаточной функции  $y_{2j} = y_{1j}/F_1(x_{1j})$ , равной произведению функций  $F_2(x_{2j})F_3(x_{3j})$  и  $F_m(x_{mj})$ . Затем находят уравнение регрессии и рассчитывают значение следующего остатка:

$$y_{3j} = y_{2j} / F_2(x_{2j}) = F_3(x_{3j}) F_4(x_{4j}) \dots F_m(x_{2m}).$$
(1.74)

Цикл расчетов проводят до тех пор, пока не будут определены все функции  $F_i(x_{ij})$ .

Из совокупности функций (1.72) наилучшей считается та, у которой сумма квадратов разностей между опытными и вычисленными по данной формуле значениями минимальная (метод наименьших квадратов). Эту функцию используют при составлении уравнения регрессии (1.71). Средняя квадратическая погрешность аппроксимации в зависимости  $F_i(x_{ij})$ 

$$S_i^2 = \frac{1}{x} \sum_{j=1}^n [y_{ij} - F(x_{ij})]^2, \qquad (1.75)$$

где i = 1, 2, ..., m; j = 1, 2, ..., n.

Вычисление *i*-го приближения для значений  $y_{ij}$  проводят по формуле

$$\tilde{y}_{ij} = y_{cp} \prod_{k=1}^{l} F_k(x_{kj}).$$
(1.76)

Заменой переменных

$$U_{j} = \ln(y_{j} + a_{4})(1 / y + a_{4});$$
  

$$V_{j} = \ln(x_{j} + a_{3})(x_{j} + a_{3})^{2} \exp(-x_{j});$$
  

$$W_{i} = (x_{i} + a_{3})$$

уравнения для  $F_1 - F_6$  из совокупности (1.72) приводят к виду

$$U_j = a_1 + a_2 V_j. (1.77)$$

Уравнение для F<sub>7</sub> принимает вид
$$U_j = a_1 + a_2 V_j + a_5 W_j.$$
(1.78)

Коэффициенты  $a_1$  и  $a_2$  линейного уравнения (1.77) вычисляют по формулам

$$a_{2} = \left(U_{cp}V_{cp} - \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}U_{j}V_{j}\right) / \left(V_{cp}^{2} - \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}V_{j}^{2}\right);$$
(1.79)  
$$a_{1} = U_{cp} - a_{2}V_{cp},$$

где

$$U_{\rm cp} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n} U_j; \quad V_{\rm cp} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n} V_j.$$

Для нахождения коэффициентов  $a_1$ ,  $a_2$  и  $a_5$  уравнения (1.78) представим его в виде

$$D_j = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n [a_1 + a_2 V_j + a_5 (x_j + a_3) - U_j]^2.$$
(1.80)

Дифференцируя уравнение (1.80) последовательно по  $a_1$ ,  $a_2$  и  $a_5$ , получаем

$$\frac{\partial D_i}{\partial a_1} = 2\sum_{j=1}^n [a_1 + a_2 V_j + a_5 (x_j + a_3) - U_j]; \qquad (1.81)$$

$$\frac{\partial D_i}{\partial a_2} = 2\sum_{j=1}^n [a_1 + a_2 V_j + a_5 (x_j + a_3) - U_j] V_j;$$

$$\frac{\partial D_i}{\partial a_3} = 2\sum_{j=1}^n [a_1 + a_2 V_j + a_5 (x_j + a_3) - U_j] (x_j + a_3).$$

Систему уравнений (1.81) приводят к системе линейных алгебраических уравнений, которую решают по методу Гаусса с выбором главного элемента:

$$a_{1}n + a_{2}\sum_{j=1}^{n}V_{j} + a_{5}\sum_{j=1}^{n}(x_{j} + a_{3}) = \sum_{j=1}^{n}U_{j};$$

$$a_{1}\sum_{j=1}^{n}V_{j} + a_{2}\sum_{j=1}^{n}V_{j}^{2} + a_{5}\sum_{j=1}^{n}(x_{j} + a_{3}) = \sum_{j=1}^{n}V_{j}U_{j};$$

$$a_{1}\sum_{j=1}^{n}(x_{j} + a_{3}) + a_{2}\sum_{j=1}^{n}V_{j}(x_{j} + a_{3}) + a_{5}\sum_{j=1}^{n}(x_{j} + a_{3})^{2} = \sum_{j=1}^{n}U_{j}(x_{j} + a_{3}).$$
(1.82)

Коэффициенты  $a_3$  и  $a_4$  определяют последовательно методом локальных вариаций. Оптимальное значение коэффициента соответствует минимальной средней квадратической погрешности аппроксимации для данного вида аппроксимирующей функции, ее находят варьированием в интервале от  $-S_{yi}$  до  $S_{yi}$  с начальным шагом  $r_y = S_{yi}/K_y$ , где  $S_{yi}^3 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_{icp})^2$ . Значение  $K_y$  задают, оно определяет точность результата и скорость счета. Если на каком-либо шаге варьирования коэффициента *a*<sub>4</sub> выполняется неравенство

$$[(S_{yi}^{r-1})^2 - (S_{yi}^r)^2] / (S_{yi}^r)^2 \ge 0,05,$$
(1.83)

то текущее значение шага варьирования по независимой переменной  $R_y$  увеличится на значение начального шага  $r_y$ . В выражении (1.83)  $S_y^{r-1}$  – средняя квадратическая погрешность аппроксимации на предыдущем шаге. Выполнение неравенства (1.83) означает, что относительное уменьшение погрешности аппроксимации превышает 5 %. Увеличение шага варьирования сокращает время счета. Процесс варьирования заканчивают, если превышен интервал варьирования или предыдущее приближение лучше последующего.

Аналогичным образом определяют оптимальное решение параметра  $a_3$ . Интервал варьирования изменяется от  $-S_{xi}$  до  $S_{xi}$ , где

$$S_{xi}^{2} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{n} (x_{ij} - x_{icp})^{2}.$$
 (1.84)

Начальное значение шага варьирования находят из соотношения  $r_{xi} = S_{xi}/K_x$ .

Аппроксимацию табличных значений  $E_i(x_{ij})$  полиномом  $F_g$  степени r осуществляют с помощью ортогональных многочленов Чебышева. Сущность способа состоит в том, что аппроксимирующий полином ищут не в виде суммы степеней x, а в виде комбинации ортогональных многочленов:

$$F(x) = b_0 T_0(x) + b_1 T_1(x) + b_2 T_2(x) + \dots + b_r T_r(x) = \sum_{i=1}^r b_i T_i(x).$$
(1.85)

Коэффициенты  $b_0$ ,  $b_1$ , ...,  $b_r$  определяют исходя из условия минимума суммы квадратов разности между опытными и вычисленными по рассматриваемой формуле значениями функции:

$$D_{i} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \left[ y_{ij} \sum_{i=0}^{r} b_{i} T_{i}(x_{ij}) \right]^{2}.$$
 (1.86)

Дифференцируя уравнение (1.86) по b и приравнивая к нулю полученные произведения, получаем систему уравнений для определения  $b_{j}$ .

$$b_{0}\sum_{j=1}^{n}T_{0}(x_{j})T_{i}(x_{j}) + b_{1}\sum_{j=1}^{n}T_{1}(x_{j})T_{i}(x_{j}) + b_{i}\sum_{j=1}^{n}T_{i}(x_{j})T_{i}(x_{j}) + \dots + b_{r}\sum_{j=1}^{n}T_{r}(x_{j})T_{i}(x_{j}) = \sum_{j=1}^{n}y_{i}T_{i}(x_{j}), \quad i = 0, 1, ..., r.$$
(1.87)

Принимая во внимание, что

$$\sum_{j=1}^{n} T_{i}(x_{j})T_{k}(x_{j}) = 0, \ i \neq k; \ \sum_{j=1}^{n} T_{i}(x_{j})^{2} \neq 0, \ i = 0, \ 1, \ ..., \ r,$$

получаем формулу для вычисления коэффициента разложения по ортогональным многочленам Чебышева:

$$b_i = \sum_{j=1}^n y_i T_i(x_j) / \sum_{j=1}^n [y_i T_i(x_j)]^2.$$
(1.88)

Коэффициенты ортогональных многочленов Чебышева

$$T_{i+1}(x) = (x + \beta_{i+1})T_i(x) + \gamma_{i+1}T_{i-1}(x), \qquad (1.89)$$

где

$$T_{0}(x) = 1; \quad T_{1}(x) = x + \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n} x_{j};$$
  
$$\beta_{i+1} = \frac{\sum_{j=1}^{n} x_{i}[T_{i}(x_{j})]^{2}}{\sum_{j=1}^{n} [T_{i}(x_{j})]^{2}}; \quad \gamma_{i+1} = \frac{\sum_{j=1}^{n} x_{j}^{i} T_{i-1}(x_{i}) T_{i}(x_{i})}{\sum_{j=1}^{n} [T_{i-1}(x_{j})]^{2}}.$$
 (1.90)

Группируя значения коэффициентов ортогональных многочленов по степеням, получаем y = F(x) в виде многочлена *r*-й степени.

Функцию  $\tilde{y} = \sum_{i=0}^{r} a_i x^i$  вычисляют по схеме Горнера.

При использовании ортогональных многочленов Чебышева необходимо, чтобы аргументы  $x_1, x_2, ..., x_n$  функции y = F(x) образовали монотонную последовательность.

Упорядочение массивов исходной информации по возрастанию аргументов осуществляют по методу Шелла. Идея метода состоит в следующем. Сначала следует обнаружить и упорядочить пары, состоящие из отдельных элементов, начиная с тех, в которых расстояние K между элементами составляет целую часть n/2 позиций. Затем просматривают пары с расстоянием K, равным целой части n/4, и так далее – до тех пор, пока n не станет равным нулю.

На заключительном этапе просматривают пары соседних элементов. Элементы каждой из групп упорядочивают методом сравнения и переменой мест тех элементов, у которых значение нижнего элемента меньше верхнего. В результате на первом шаге заключительного этапа на последнее место в массиве ставится элемент с самым большим значением признака. Затем свое место занимает следующий по значению признака элемент и т.д.

Для равных значений аргументов вычисляют среднее значение функции и объединяют значения равных аргументов. При этом осуществляют сдвиг элементов массива влево на число объединенных аргументов и корректируют число полученных вариантов массива.

Пример. Многомерный корреляционный анализ использовали для получения уравнения регрессии, связывающего коэффициенты извлечения конденсата с факторами, которые характеризуют термодинамическое состояние пласта (давление, температура) и состав пластовой смеси. В качестве характеристики последнего при анализе использовали следующие параметры: конденсатный фактор G, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; параметры F и A<sub>1</sub>, определяемые по формулам  $F = (C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ ,  $A_1 = (C_1 + C_2 + C_3)/(C_4 + C_{5+})$ ; содержание в пластовом газе этана  $C_2$ , пропана  $C_3$ , бутанов C<sub>4</sub>, пентанов и вышекипящих  $C_{5+}$  и их сочетаний –  $A_2 = C_2/C_3$ ,  $A_3 = C_2C_3$ ,  $A_4 = i = C_4/n = C_4$ ,  $A_5 = C_1C_{5+}$ , а также параметры, характеризующие общие свойства стабильного конденсата и его фракционный и групповой составы: плотность  $\rho_{\rm K}$ , молярную массу  $M_{\rm K}$ , параметр  $\Pi = M_{\rm K}d_{\rm K}$ , выход фракции до 100 °C —  $g_{100}$  и температуру выкипания 90 % конденсата —

а также параметр группового состава  $E = C_{ap}/(C_{Met} - C_{Ha\phi})$ , где  $C_{Met}$ ,  $C_{ap}$ ,  $C_{Ha\phi}$  — массовое содержание ароматических, метановых и нафтеновых углеводородов во фракциях соответственно.

Оценку влияния каждого из этих параметров на формирование коэффициента извлечения конденсата  $K_{\text{изв}}$  проводили с помощью ассоциативного анализа, позволяющего выявить наиболее информативные параметры. Информативность каждого параметра определяли по коэффициенту ассоциации  $\varphi$  и среднему квадратическому отклонению  $\varphi_c$  (табл. 1.39): чем выше  $\varphi$  каждого параметра по сравнению с  $\varphi_c$ , тем информативнее данный параметр.

При оценке информативности дополнительно учитывали предполагаемый вклад каждого фактора в искомые корреляции по абсолютным его значениям.

В качестве основных из 21 рассмотренного параметра были оставлены шесть:  $p, M_{\kappa}, G, A_4, F, C_{5+}^2$ . Параметры  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  были исключены из списка основных ввиду редкости определения при анализе газоконденсатных смесей.

Однако регрессионное уравнение, состоящее из шести переменных, является громоздким. Для упрощения вида искомого регрессионного уравнения следует объединить ряд параметров, отражающих родственные свойства газоконденсатных смесей, в одну группу. Новые объединенные параметры имеют вид

$$D_1 = 0, 3(2, 6p + G); \quad D_2 = 0, 2(F + C_{5+}^2) + 0, 1M_{\kappa}.$$
 (1.91)

Параметр  $D_1$  характеризует общие свойства газоконденсатных смесей, а  $D_2$  – состав смеси и свойства конденсата.

Многомерную корреляционную зависимость между  $K_{\mu_{3B}}$  (выходным параметром) и параметрами  $D_1$  и  $D_2$  (факторами), обусловливающими изменение  $K_{\mu_{3B}}$ , представляли в виде произведения отдельных факторов  $x_{ij}$ .

$$K_{\text{H3B}j} = K_{\text{H3B,CP}} \prod_{i=1}^{m} (x_{ij}), \quad j = \overline{1, n}; \quad i = \overline{1, m},$$

где  $K_{\text{изв.ср}}$  – среднее арифметическое массива  $K_{\text{изв.ср}}$ ; n – число значений одного фактора; m – число факторов.

Параметр	Пределы из-	Пока: информа	затель тивности	Параметр	Пределы из-	Показатель инфор- мативности		
	менения	φ	φ,		менения	φ	φ,	
$\begin{array}{c} G. \ cm^{3} \\ F \\ A_{1} \\ C_{2} \\ C_{3} \\ C_{4} \\ C_{5} \\ A_{2} \\ A_{3} \\ A_{4} \\ A_{5} \end{array}$	$\begin{array}{r} 40-700\\ 0,8-15\\ 5-15\\ 0,6-15\\ 0,5-8\\ 0,5-3,5\\ 0,4-13\\ 0,5-30\\ 0,01-20\\ 0,3-10,5\\ 2,5-95\end{array}$	0,491 0,450 0,239 0,26 0,167 0,117 0,329 0,126 0,261 0,470 0,350	0,0813 0,0269 0,0983 0,0961 0,1020 0,1020 0,092 0,1040 0,096 0,1200 0,0176	$\begin{array}{c} C_{5+}^2 \\ \rho, r/cM^3 \\ M_{K}, Kr/MOЛЬ \\ \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ g_{100}, \% \\ t_{90} \\ E \\ t, °C \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,1-110\\ 0,65-0,8\\ 70-135\\ 50-100\\ 100-165\\ 4-5\\ 1,54-3,69\\ 0,04-1,7\\ 50-150\\ \end{array}$	0,364 0,392 0,594 0,489 0,420 0,440 0,298 0,24 0,16	0,0885 0,0976 0,0746 0,084 0,0887 0,0273 0,0763 0,0072 0,0026	
Примечание. Значения С <sub>2</sub> , С <sub>3</sub> , С <sub>4</sub> , С <sub>5+</sub> даны в молярных долях.								

Таблица 1.39

Результаты расчета показателя информативности

Вид функций  $F_i(x_{ij})$  выбирают по минимуму средней квадратической погрешности аппроксимации из совокупности заданных функций: логарифмической, гиперболической, степенной, показательной, полиномиальной и их комбинаций.

Таких смесей, не участвовавших в получении корреляционных выражений, оказалось 17, т.е. 15,8 % от общего числа. Для них также рассчитывали  $K_{\rm изв}$  по корреляционному выражению.

В результате сравнения рассчитанных и экспериментальных значений  $K_{\text{изв}}$ для 17 смесей вычисляли коэффициент множественной корреляции R, остаточную дисперсию  $\sigma_{\text{ост}}^2$ , критерий Фишера F, дисперсию погрешностей  $\sigma_{\mu}^2$ :

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sigma_{ocr}^2}{\sigma_y^2}}; \quad \sigma_{ocr}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i - K_{ip})^2}{n - m - 1}; \quad \sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n (K_i - \bar{K})^2;$$

$$E = \frac{\sigma_{ocr}^2}{\sigma_y^2}; \quad \sigma_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\Delta K_i - \bar{K})^2}{n - 1};$$

$$\Delta K_i = K_i - K_{ip}; \quad \bar{K} = \sum_{i=1}^n K_i / n,$$
(1.92)

где  $K_{i}$ ,  $K_{ip}$  – соответственно экспериментальные и рассчитанные значения коэффициентов извлечения; n – число значений  $K_{изв}$ ; m – число коэффициентов корреляционного извлечения.

Чем выше R и меньше  $\sigma_{oct}$  и  $\sigma_{u}$ , тем с большей точностью получают  $K_{нзв}$ . Чем меньше значение E, тем меньше погрешность расчета  $K_{нзв}$  по 17 смесям и распределение погрешности вычисления  $K_{нзв}$  (см. табл. 1.40).

Оказалось, что наиболее точным из рассмотренных пяти является третье уравнение, которое имеет вид

$$\ln K_{_{1136}} = 0,3704(a_1 e^{a_2 \bar{p}} - a_3)(a_4 + a_5 \bar{G})[a_6 + a_7 \ln(\bar{\Pi}_2 + a_8)];$$

Таблица 1.40

Сравнение погрешностей рез	зультатов расчето	В
----------------------------	-------------------	---

Уравнение	Число ко- эффициен- тов уравне- ния	Статистический пок		азатель	Количество точек (в % от общего числа), вычислен- ных с погрешно- стью, %			Средняя арифметиче- ская погреш- ность	
		R	σοςτ	E	σ"	5	5-10	10	
$K_{\text{изв}} = f(\Pi_1, \Pi_2)$ $K_{\text{изв}} = f(\Pi_1, \Pi_2, A_4)$ $K_{\text{изв}} = f(p, G, \Pi_2)$ $K_{\text{изв}} = f(p, G, \Pi_2)$ По литературным данным	8 15 8 14 3	0,87 0,65 0,91 0,79 0,90	0,246 0,574 0,174 0,573 0,186	2,26 8,03 1,65 3,90 1,41	0,202 0,184 0,170 0,177 0,198	65 70 82 70 47	18 17 6 17 35	17 13 12 13 18	5,4 4,2 3,7 4,1 5,5

$$\overline{p} = p/269, 6; \ \overline{G} = G/202, 6; \ \overline{\Pi}_2 = \Pi_2/15, 2.$$
 (1.93)

Коэффициенты уравнения:  $a_1 = 0,82$ ;  $a_2 = 0,785$ ;  $a_3 = 0,7$ ;  $a_4 = 0,96$ ;  $a_5 = 0,065$ ;  $a_6 = 0,95$ ;  $a_7 = 0,16$ ;  $a_8 = 0,44$ .

Метод группового учета аргументов. При построении многомерной статистической связи, исходя из регрессионного и корреляционного анализа, для оценки коэффициентов в уравнении регрессии используют статистическую выборку, а выбор вида функции и информативных признаков осуществляет сам исследователь.

Метод группового учета аргументов (МГУА) отличается от рассмотренных тем, что, используя идею эвристической самоорганизации малой выборки экспериментальных данных, позволяет выбрать вид аппроксимирующей функции и входящих в нее аргументов.

В основе МГУА лежит схема, по которой осуществляется шаговая селекция математических моделей процессов, приводящая, как правило, к выбору оптимальной, наилучшим способом описывающей рассматриваемый процесс. Алгоритм имеет вероятностный характер, т.е. вероятность получения лучшего решения растет с увеличением числа селекций.

Пусть задаются входные  $x_1, x_2, ..., x_n$  и выходная переменные и требуется по *m* наблюдениям найти зависимость  $y = f(x_1, x_2, ..., x_n)$ . Для построения математической модели оптимальной сложности с помощью МГУА исходная экспериментальная выборка делится на две последовательности (в каждой  $m_2$ наблюдений) – обучающуюся и проверочную. Обучающуюся последовательность используют в обычном регрессионном анализе для оптимизации оценок коэффициентов уравнения с помощью критерия минимума средней квадратической погрешности. Проверочная последовательность служит для выбора числа членов и конструкции уравнения регрессии минимизацией критерия селекции.

В качестве последнего выступает критерий регулярности  $\sigma_{np}$  (средняя квадратическая погрешность построенной модели на экспериментальных точках проверочной последовательности) или критерий несмещенности  $n_{cM}$  (относительное смещение коэффициентов модели при определении их отдельно по обучающейся и проверочной последовательности). Выбор критерия исследователь осуществляет с учетом требований, предъявляемых к исходной модели. При этом следует иметь в виду, что критерий регулярности отбирает более точную модель, а критерий несмещенности – более устойчивую относительно исходных экспериментальных данных.

Для задач однократного прогноза целесообразно несколько снизить точность определения коэффициентов уравнения регрессии, но за счет этого придать ему большую регулярность (прогнозирующую силу). Исходя из этого используют критерий регулярности

$$\sigma_{np}^{2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N_{np}} \left( y_{i} - y_{i}^{*} \right)^{2}, \qquad (1.94)$$

где  $N_{\rm np}$  – число точек проверочной последовательности;  $y_i$ ,  $y_i^*$  – соответственно прогнозное и действительное значения выхода в *i*-й точке.

Рассмотрим модифицированный упрощенный алгоритм по МГУА. Прежде всего отметим, что в целях получения компактного математического описания

расширяют размерность вектора исходных данных добавлением к вектору  $\overline{x}_1$  некоторых элементарных функций, таких, как 1/x,  $\sqrt{x}$  и  $1/\sqrt{x}$ . Таким образом, новый вектор исходных переменных  $\overline{z}$  имеет размерность l = 4n. На первом этапе составляют l линейных уравнений регрессии типа

$$y_{1i}^{(1)} = a_{1i}^{(1)} z_{1i}, \ i = 1, 2, ..., l.$$

Коэффициент  $a_{1i}^{(1)}$  для каждого из этих уравнений определяют отдельно для обучающейся и проверочной последовательности, после чего по формуле (1.94) для каждого уравнения находят  $\sigma_{np}^2$ , по которой из l = 4n моделей отбирают r (r – заранее условленная величина, так называемая свобода выбора решений) наиболее перспективных (т.е. модели с минимальными  $\sigma_{up}^2$ ). Для каждого из перспективных решений первого этапа  $\varphi_{1f}^{(1)}$  (f = 1, 2, ..., r) составляют lуравнений типа

$$y_{1i}^{(2)} = a_{1i}^{(2)} z_{1f} z_{1i}, \ i = 1, 2, ..., l.$$

Определяют коэффициенты  $a_{1i}^{(2)}$  и  $\sigma_{np}^2$  и снова отбирают r решений  $y_{1f}^{(2)}$ . Процесс направленного усложнения модели повторяют k раз (k – заранее условленная величина, так называемое число корреляций перспективного решения без увеличения числа слагаемых). Окончательно из совокупности моделей  $y_{1f}^{(1)}$ ,  $y_{1f}^{(2)}$ , ...,  $y_{1f}^{(k)}$  отбирают модель, наилучшую в смысле минимума  $\sigma_{np}^2$ , которая и является результатом первого ряда селекции.

На втором и следующих рядах селекции число слагаемых в частных описаниях увеличивают на одно по сравнению с предыдущим рядом. На каждом ряду селекции идет усложнение промежуточных описаний в результате добавления самих регулярных переменных. Так как частные описания являются функцией лишь одной переменной, а полное описание объекта получается сложением частных описаний, то ясно, что МГУА позволяет определять числовые значения сколь угодно сложного математического описания по малому числу экспериментальных данных.

Окончательно после *n* рядов селекции (число *n* рядов выбирают исходя из требуемой точности модели и качества исходной информации) модель имеет вид

$$y = A_0 + \sum_{i=1}^{S} A_i V_i, \qquad (1.95)$$

где  $A_0$ ,  $A_i$  – коэффициенты модели;  $V_i$  – обобщенная переменная, структура которой определяется вектором  $\overline{z}$  и процессом многорядной селекции.

Рассмотрим применение МГУА для получения моделей прогнозирования *p*<sub>н.к</sub>.

Пример. МГУА использовали для построения математической модели, описывающей связь  $p_{\mathbf{n}.\mathbf{k}}$  пластовых газов с составом газоконденсатной смеси и температурой. Пределы изменения входных признаков, взятых для обучающейся выборки, приведены ниже:

Признак	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C4	$C_{5^{\dagger}}$
знака Признак	68,5-95,2 <i>Μ</i> <sub>κ</sub>	1-11 р <sub>к</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,7−5,7 t <sub>c</sub> , °C	0,3-2,5 p, МПа	1,4−10,7 t, °C
Пределы изменения при- знака	89-140	0,667-0,787	-35÷+35	- 3,5~4	59-104

В результате расчетов было получено уравнение

$$p_{\mathrm{H,K}} = A_{1} + \frac{A_{2}}{M_{\mathrm{K}}p_{\mathrm{c}}} + \frac{A_{3}}{(C_{5+})M_{\mathrm{K}}\rho_{\mathrm{K}}} + A_{4}\frac{1}{C_{3}}\left(\frac{t}{M_{\mathrm{K}}p_{\mathrm{c}}}\right)^{2} + \frac{A_{5}}{(C_{5+})M_{\mathrm{K}}^{2}\rho_{\mathrm{K}}^{4}} + A_{6}\frac{C_{2}(t_{\mathrm{c}} + 50)}{C_{3}^{2}}\left(\frac{t}{M_{\mathrm{K}}p_{\mathrm{c}}}\right)^{2} + \frac{A_{7}}{(C_{5+})M_{\mathrm{K}}^{2}\rho_{\mathrm{K}}^{7}},$$
(1.96)

где  $M_{\kappa}$ ,  $\rho_{\kappa}$  – молярная масса, кг/моль, и плотность, г/см<sup>3</sup>, стабильного конденсата соответственно:  $p_c$ ,  $t_c$  – давление, МПа, и температура, °C, сепарации; t – температура опыта, °C.

Коэффициенты уравнения:  $A_1 = 0,4238 \cdot 10^3$ ;  $A_2 = -0,6131 \cdot 10^6$ ;  $A_3 = -0,4332 \cdot 10^4$ ;  $A_4 = 0,1605 \cdot 10^6$ ;  $A_5 = -0,1426 \cdot 10^6$ ;  $A_6 = 0,9281 \cdot 10^3$ ;  $A_7 = -0,5588 \cdot 10^5$ .

Многорядная селекция обеспечила попадание в уравнение наиболее информативных признаков, чем объясняется отсутствие в модели C<sub>1</sub> и C<sub>4</sub>.

Это уравнение дает хороший прогноз для залежей Тюменской области и Азербайджана.

Дискриминация моделей. Для описания того или иного процесса можно предложить несколько моделей, различающихся как по признакам, положенным в основу модели, так и по виду используемой функции или способу получения модели. При этом мера идентичности и средняя погрешность могут быть примерно одинаковыми.

Для того чтобы из всех предложенных моделей выбрать ту, которая наилучшим образом описывает процесс, прибегают к методу дискриминации моделей (метод Бокса – Хилла). При этом выбор часто обусловлен определенной областью применения модели, так как в зависимости от пределов изменения параметров модель может с достаточным приближением описывать одну область применения и плохо – другую. Поэтому при выборе той или иной модели следует исходить из интересующей области ее применения.

Естественно, что выбор модели осуществляют на основании экспериментальных данных. Пусть при изучении какого-либо процесса выполнено n экспериментов. Для описания полученных результатов предложено несколько моделей, характеризующихся одинаковой мерой идентичности. В этих случаях целесообразно проведение (n+1)-го эксперимента, на основе которого можно было бы установить, какая модель лучше.

Порядок проведения дискриминантного анализа следующий.

1. Оценивают параметры всех *r* предложенных моделей с помощью линейной или нелинейной регрессии, а также дисперсий  $\sigma_{\mu}^2$  и  $\sigma_{r}^2$ :

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i) p_i; \quad \sigma_r^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i) p_i, \quad (1.97)$$

где  $\overline{y}_i$  — вычисленные по *r*-й модели значения;  $p_i$  — число повторных измерений.

2. Вычисляют для (n+1)-го эксперимента априорные вероятности либо за-

даются ими, исходя из эвристических соображений. Априорные вероятности (*n*+1)-го опыта являются апостериорными вероятностями для *n*-го опыта.

По теореме Бейеса апостериорная вероятность

$$p_r^{(n)} = \frac{p_r^{n-1} p_r(y^{(n)})}{\sum\limits_{r=i}^n p_r^{n-1} p_r(y^{(n)})},$$
(1.98)

где  $p_r^{(n-1)}$  – априорная вероятность, относящаяся к *r*-й модели (если начальные вероятности  $p_r^{(0)}$  известны, то их принимают равными 1/r);  $p_r$  – плотность распределения вероятности наблюдаемого значения  $y^{(n)}$  измеряемой величины в *n*-м опыте.

Для *r*-й модели

$$p_{r}(y^{(n)}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi(\sigma_{y}^{2} + \sigma_{r}^{2})}} \exp\left[-\frac{1}{2} \frac{(y^{(n)} - \bar{y}_{r}^{(n)})^{2}}{\sigma_{y}^{2} + \sigma_{r}^{2}}\right],$$
(1.99)

где  $y^{(n)}$  и  $\overline{y}_r^{(n)}$  – соответственно измеренное и вычисленное значения показателя в *n*-м опыте.

Выбирают условия проведения (n+1)-го эксперимента, который позволит различить модели. Для этого находят максимум дискриминантной функции:

$$K_{v} = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^{v} \sum_{s=r+1}^{v} p_{r}^{(n)} p_{s}^{(n)} \Biggl[ \frac{\sigma_{r}^{2} - \sigma_{s}^{2}}{\left(\sigma_{y}^{2} - \sigma_{r}^{2}\right) \left(\sigma_{y}^{2} + \sigma_{s}^{2}\right)} + \left(\overline{y}_{r}^{(n+1)} - \overline{y}_{s}^{(n+1)}\right) \Biggl[ \frac{1}{\left(\sigma_{y}^{2} + \sigma_{r}^{2}\right)} + \frac{1}{\left(\sigma_{y}^{2} + \sigma_{s}^{2}\right)} \Biggr],$$
(1.100)

где  $\overline{y}_{r}^{(n+1)}$  – предсказанное (вычисленное) значение показателя на *r*-й модели в (n+1)-м опыте; индексы *r* и *s* относятся к номерам моделей.

Величину  $\overline{y}_{r}^{(n+1)}$  определяют таким образом: задают значение аргумента  $x^{(n+1)}$  и по предложенным моделям рассчитывают значение  $\overline{y}_{r}^{(n+1)}$ . Если  $K_{v}$  не достигнет максимального значения, то проводят (n+1)-й эксперимент, уточняют параметры моделей и максимум функции  $K_{v}$  отыскивают в условиях (n+2)-го опыта.

Экспериментирование может быть прекращено, когда вероятности  $p_r$  станут столь различными, что можно будет отдать предпочтение одной из них.

Пример. Рассмотрим применение дискриминантного анализа при выборе модели для описания термодинамических свойств *н*-гептана. Были предложены следующие модели.

Модель 1:

$$p = K/V^3 + C/V^6, (1.101)$$

где p – давление, Па;  $K = K_0 + t/(a_1 + b_1 t)$  – коэффициент,  $(cm^3/r)^3$ ; C – коэффициент,  $(cm^3/r)^6$ ;  $1/C = a_2 + b_2 t$ ;  $K_0 = -4788,912$ ;  $a_1 = 0,045188$ ;  $b_1 = 0,3133\cdot 10^{-4}$ ;  $a_2 = 0,34727255\cdot 10^{-4}$ ;  $b_2 = -0,354465\cdot 10^{-7}$ .



Модель 2:

$$z = \frac{pV}{RT} = 1 + \frac{C}{V^2} + \frac{G}{V^6},$$
 (1.102)

где p – в Па; V – в см<sup>3</sup>/г; R = 8,31 МПа·м<sup>3</sup>/(г.°С); T = (t + 273,15), °С;  $C = \sum_{0}^{6} a_n t^n$ , (см<sup>3</sup>/г)<sup>2</sup>;  $G = \sum_{0}^{6} b_n t^n$ , (см<sup>3</sup>/г)<sup>6</sup>; n – число атомов углерода в молекуле;  $a_0 = -30,35$ ;  $b_0 = 118,65$ ;  $a_1 = 0,1952642$ ;  $b_1 = -0,306137$ ;  $a_2 = 0,5259329\cdot10^{-3}$ ;  $b_2 = -0,256141\cdot10^{-3}$ ;  $a_3 = -0,5079667\cdot10^{-6}$ ;  $b_3 = 0,1660393\cdot10^{-4}$ ;  $a_4 = 0,1014244\cdot10^7$ ;  $b_4 = 0,120954\cdot10^{-6}$ ;  $a_5 = -0,316533\cdot10^{-10}$ ;  $b_5 = -0,3643413\cdot10^9$ ;  $a_6 = 0,3148444\cdot10^{-13}$ ;  $b_6 = -0,38944\cdot10^{-12}$ .

Методика проведения дискриминантного анализа заключается в следующем. Сначала по первым n расчетным и опытным значениям удельных объемов вычисляют их средние значения  $y_{i cp}$  и определяют дисперсии каждой модели. Затем находят апостериорную вероятность правильности каждой модели. Начальные вероятности  $P_i^{(0)}$  можно приравнять к 1/m.

Описанную процедуру продолжают до тех пор, пока на основе значений вероятностей P не будет отдано предпочтение одной из моделей. На рис. 1.23, где представлены вероятности разных моделей при применении дискриминантного анализа, видно, что при 50, 100, 150 и 200 °С модели почти не отличаются одна от другой, а при 250 и 300 °С вероятность первого уравнения выше вероятности второго ( $P_1^{(10)} > P_2^{(10)}$ ).

Учитывая, что уравнение (1.102) имеет более общий характер, так как охватывает большее число углеводородов – от  $C_7$  до  $C_{40}$ , и что при температурах до 200 °C оба уравнения дают идентичные результаты, можно отметить, что при этих температурах в равной мере можно использовать оба уравнения.

При температурах более 200 °С точность уравнения (1.102) выше, и для описания термодинамических свойств *н*-гептана следует пользоваться им.

### 1.9. МЕТОД БЕЗЭТАЛОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

При решении тех или иных технологических задач в промысловой практике часто приходится сталкиваться с отсутствием или недостатком необходимой исходной информации. В этом подразделе приведена последовательность расчетов, позволяющая определять значения интересующего исследователя параметра не путем непосредственного его измерения, а на основе оценок значений других известных показателей, технологически с ним связанных. При этом требуется только один или два исходных измерения определяемого параметра. Данный подход основан на применении свойств порядковых статистик – одного из разделов непараметрической статистики. Простота и наглядность методики расчетов позволяют использовать ее непосредственно на промыслах.

Теория порядковых статистик изучает свойства объектов, занимающих определенные места (ранги) в упорядоченной выборке. Между значением элемента выборки и местом, которое он занимает после упорядочения, в ряде случаев существует связь, позволяющая, ранжировав выборку, сделать оценки и выводы лишь по рангам элементов.

Поскольку можно упорядочить и те объекты, параметр которых неизвестен, теория порядковых статистик позволяет решать задачи идентификации объекта с ненаблюдаемым входом.

Рассмотрим общую схему проведения расчетов.

1. Известно, что два параметра x и y связаны между собой зависимостью y = g(x). При этом значение входной величины с известным законом распределения F(x) нельзя измерить непосредственно. Наблюдаемую величину y можно измерить, но зависимость g(x) неизвестна. Известно лишь, что она монотонна. Под x и y понимаются значения дебитов скважин, расходов рабочего агента и других технологических показателей.

2. Выборка  $y_i$  ранжируется в порядке возрастания. Так как известно, что зависимость y = g(x) монотонна, то соответствующие результаты измерений  $y_i$  и  $x_i$  имеют одинаковые ранги, поэтому, кроме известных значений  $x_i$ , имеются величины их рангов.

Связь между значениями переменной и величинами рангов выражается уравнением

$$R = 1 + (N - 1)\Phi(x_R), \qquad (1.103)$$

где R – ранг; N – число измерений выходного параметра y;  $\Phi(x_R)$  – закон распределения случайной величины;  $x_R = (x - m_x)/\sigma_x$ ;  $m_x$  – математическое ожидание;  $\sigma_x$  – дисперсия.

3. По известному рангу опорного значения величины R из уравнения (1.103) определяют величину  $\Phi(x)$ .

3.1. Если исходная выборка подчинена равномерному закону распределения, то

$$\Phi(x) = \begin{cases} 1/\sqrt{x}, x \leq \overline{x}; \\ 0, x > \overline{x}. \end{cases}$$

Для определения известного параметра  $\bar{x}$  требуется одна опорная точка (замер) и одно уравнение типа

$$R = 1 + (N - 1)\frac{x_R}{\overline{x}}.$$
 (1.104)

3.2. Если исходная выборка подчинена нормальному и другим названным законам распределения, то для определения неизвестных параметров *m* и о требуются как минимум две опорные точки и два уравнения. 4. По определенным параметрам законов распределения на основании уравнения (1.103) восстанавливается вся неизвестная выборка x. Это осуществляется следующим образом. По известному рангу из уравнения (1.103) определяют  $\Phi(x_R)$ , затем по таблице из [52] находят  $x_R$ .

5. Так как зависимость y = g(x) монотонная, то связь между y и x можно описать уравнением

$$y = ag(x) + b.$$
 (1.105)

Неизвестные коэффициенты находят с помощью метода наименыших квадратов. При этом решают систему из двух уравнений с двумя неизвестными

$$\sum_{i=1}^{N} y_i = aN + b\sum_{i=1}^{N} g(x_i); \sum_{i=1}^{N} y_i x_i = a\sum_{i=1}^{N} g(x_i) + b\sum_{i=1}^{N} g(x_i)^3.$$
(1.106)

Пример. Значительную долю в комплексе мероприятий по контролю за разработкой месторождения составляют текущие измерения дебитов добывающих скважин. Представляет интерес по анализу предыдущей работы скважины определить необходимую длительность или частоту измерений для оценки с заданной погрешностью среднего дебита скважины на последующем этапе ее работы.

Однако длительность непрерывного измерения может быть значительной. В этом случае можно по двум фактическим результатам измерений оценить средний дебит скважины на основе применения аппарата теории порядковых статистик. Будем рассматривать выборку результатов измерений дебита скважины, упорядоченную, например, по возрастанию значений. Это можно сделать, не зная всех фактических значений дебита, по какому-то косвенному измерению, например, устьевого давления на данной скважине. При монотонном возрастании дебита скважины давление на устье будет монотонно снижаться и, наоборот, при уменьшении дебита – расти. Поэтому, зная значения устьевого давления в определенные моменты времени, можно ранжировать выборку дебитов в эти же моменты времени. Допустим, что в ранжированной таким образом выборке нам известны только два результата измерений дебита, а у остальных значений известен только ранг (порядковый номер в ранжированной, например по возрастанию, выборке).

Тогда с помощью методов теории порядковых статистик можно по двум имеющимся на определенном интервале времени результатам измерений дебита скважины и их рангам определить среднее значение дебита на этом интервале. Зная ранги остальных результатов измерений, можно оценить их значения и дисперсии этих оценок.

Необходимое условие этой процедуры – знание закона распределения измеряемой величины. В частности, для газовых и газоконденсатных скважин можно принять нормальный закон распределения дебита.

Для проверки гипотезы о нормальности закона распределения дебитов был проведен ретроспективный анализ результатов измерений дебитов газа сепарации, полученных в 1981 г. по скважинам УКПГ-2 Вуктыльского месторождения. Для примера приведем расчеты по скв. 116. Измерения дебита по этой скважине проводили через каждые 6 ч с 07.05.81 г. по 31.07.81 г.

Установлено, что данные о результатах измерений дебита не противоречат гипотезе о нормальности закона распределения значений дебита для этой скважины.

Проверку гипотезы о нормальности закона распределения в 1981 г. прово-

дили еще для восьми скважин Вуктыльского месторождения (скважины 119, 114, 3, 168, 121, 115, 111, 10). При этом только для скважин 10, 111, 115 значения дебита не подчинялись нормальному закону распределения. Выборки результатов измерений по этим скважинам отличались значительной неоднородностью, что объясняется изменением технологического режима этих скважин по команде диспетчера. Для остальных скважин была принята гипотеза о нормальности закона распределения на основе критерия согласия Пирсона.

Процедуру оценки среднего за период исследований дебита по двум фактическим значениям проиллюстрируем на примере скв. 116 (табл. 1.41).

Представим данные табл. 1.41 в ранжированном виде: 798, 804, 805, 807, 808, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 818, 920, 822, 823, 824, 825, 826, 840.

Согласно контрольным измерениям 22.05.81 г. на скв. 116 буферное давление было равно 8,8 МПа, а 09.07.81 г. оно составило 8,6 МПа (на затрубье скважины установлен пакер). Дебиты газа сепарации при этом соответственно составляли 807 и 813 тыс. м<sup>3</sup>/сут (см. табл. 1.41).

Таким образом, снижению буферного давления на 0,2 МПа соответствовало увеличение дебита скважины на 6 тыс.  $M^3$ /сут. Считая, что по образцовому манометру уверенно можно фиксировать разность давлений в 0,1 МПа, получаем, что изменение ранга значения дебита можно установить по манометру на буфере скважины в том случае, если дебит изменится не менее чем на 3 тыс.  $M^3$ /сут. Тогда значения дебитов, представленные в табл. 1.41, можно отранжировать, используя показания манометра на буфере, следующим образом:

Ранг	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дебит.	798	804	807	810	813	816	819	822	825	840

В результате прямого измерения из этой последовательности, допустим, известны только два значения, соответствующие рангам 3 и 5:  $Q_{(3)} = 807$  и  $Q_{(5)} = 813$  тыс. м<sup>3</sup>/сут, а для остальных значений известен только ранг (по результатам измерений устьевого давления). Таким образом, используя результаты измерений устьевого давления и двух прямых измерений дебита скв. 116 22.05.81 г. и 09.07.81 г., после ранжирования по возрастанию значений проведем вычисления по формуле (1.103).

Дата Дебит Q, Дата Дебит Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут Дата Тыс	бит Q, . м <sup>3</sup> /сут. Дата	Дебит Q. тыс. м <sup>3</sup> /сут.
Май:         Июнь:           22         807         7           23         811         8           24         804         9           25         820         10           26         804         11           27         804         12           28         814         13           29         807         14           30         813         15           31         798         16           Июнь:         17         1           1         804         18           2         809         19           3         816         20           4         824         21           5         824         22           6         822         23	Июнь:           818         24           814         25           826         26           805         27           816         28           840         29           825         30           824         Июль:           820         1           810         2           826         3           819         4           812         6           815         7           818         8           819         9	815 804 811 825 808 813 813 813 813 815 815 815 815 815 813 813

Таблица 1.41

Результаты измерений дебитов скв. 116 Вуктыльского месторождения в 1981 г

В рассматриваемом случае N = 10. Для нормального закона распределения значений дебита Q

$$F_N(Q, \bar{Q}, \sigma) = F_N(z, 0, 1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-u^2/2} du, \qquad (1.107)$$

где  $z = (Q - \overline{Q})/\sigma; \overline{Q}$  – среднее значение дебита;  $\sigma$  – среднее квадратическое отклонение.

Далее можно записать:

$$F_N(z, 0, 1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{\infty}^{z} e^{-u^2/2} du, \qquad (1.108)$$

где  $\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{0}^{z} e^{-u^{2}/2} du - функция Лапласа.$ 

С учетом (1.102) получим 3 = 1 + (10 - 1) $F[Q_{(3)}]$ ; 5 = 1 + (10 - 1) $F[Q_{(5)}]$ , или  $F[Q_{(3)}] = 0,2222$ ;  $F[Q_{(5)}] = 0,4444$ .

С учетом [17] имеем:  $(Q_{(3)} - \overline{Q})/\sigma = -0.763$ ;  $(Q_{(5)} - \overline{Q})/\sigma = -0.140$ , откуда  $\sigma = 9.63$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $\overline{Q} = 814.4$  тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Определенные по всей выборке измерений по скв. 116 (N = 343) средний дебит и среднее квадратическое отклонение соответственно равны 816,5 и 11,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, относительная погрешность определения среднего дебита по абсолютной величине равна 0,26 %.

Найдя  $\sigma$  и  $\bar{Q}$ , можно вычислить математическое ожидание  $E[Q_{(i)}]$  и дисперсию  $D[Q_{(i)}]$  *i*-й порядковой статистики:

$$E[Q_{(i)}] = \sigma l_i + \bar{Q}; D[Q_{(i)}] = \sigma V_{ii}, \qquad (1.109)$$

где  $l_i$  – математическое ожидание;  $V_{ii}$  – дисперсия *i*-й порядковой статистики, вычисленная при  $\sigma = 1$  и  $\overline{Q} = 0$ . Значения  $l_i$  и  $V_{ii}$  затабулированы и зависят от N и закона распределения. Для  $l_i$  и  $V_{ii}$  в случае нормального закона распределения и при N = 10, можно оценить значения дебита  $Q_{(i)}$  по соответствующим рангам и определить дисперсии этих оценок (табл. 1.42).

Пример. При разработке морских газоконденсатно-нефтяных месторождений по ряду причин, связанных с технологией самой разработки, а также добычи, сбора и транспорта углеводородов, не всегда можно раздельно осущест-

Paur	li	Оценка дебита, тыс. м <sup>3</sup> /сут	V <sub>ii</sub>	Дисперсия оценки, тыс. м <sup>3</sup> /сут
1 2	-1,5388 -1,0014	799,6 804,8	0,3443 0,2145	31,9 19,9
3	-0,6561 -0,3758	808,1 810,8	0,1750 0,1579	16,2 14,7
56	-0,1227 +0,1227	813,2 815,6	0,1511 0,1511	14,0
8	+0,3758	818,0 820,7 824.0	0,1579 0,1750	14,7
9 10	+1,5388	829,2	0,3443	31,9

Таблица 1.42 Результаты расчетов дебита при разных рангах

вить измерения объемов добычи природного и нефтяного газа, нефти и конденсата. Среди упомянутых причин: способ разработки, при котором в продукции скважины представлены все четыре (помимо воды) вида продукции; естественные или искусственно создаваемые межпластовые перетоки; перемещение газонефтяного контакта; разгазирование нефтяной оторочки; использование неотсепарированной продукции газоконденсатных скважин на нужды бескомпрессорного газлифта; недостатки обвязки скважин, недостаточная надежность арматуры и задвижек; отсутствие достаточного количества обводных линий и замерных емкостей, вследствие чего на некоторых группах скважин, особенно расположенных на отдельных морских основаниях, можно осуществлять только совместные измерения. В связи с этим затрудняются контроль за разработкой отдельных залежей, оценка технологической эффективности методов интенсификации разработки, подсчет запасов углеводородов.

Задача заключается в восстановлении с достаточной для практики точностью динамики добычи природного газа, конденсата, нефти и нефтяного газа в отдельности при наличии регулярных измерений объемов добычи жидкости и газа по скважине или группе скважин и нескольких (не менее двух) измерений какого-либо физико-химического параметра смеси, позволяющего оценить ее состав.

Рассмотрим отрезок времени t, разделенный на интервалы  $\Delta t_i$  (i = 1, ..., N), для которых известны значения добычи углеводородной жидкости и газа. Очевидно,

$$q^{i} = q_{1}^{i} + q_{2}^{i}; \quad Q^{i} = Q_{1}^{i} + Q_{2}^{i}, \quad i = 1, ..., N_{i}$$

где q – добыча углеводородной жидкости;  $q^i$  – добыча конденсата; Q – добыча нефти;  $q_2$  – добыча газа;  $Q_1$  – добыча природного газа;  $Q_2$  – добыча нефтяного газа.

При этом содержание конденсата и газовый фактор

$$K = q_1/Q_1; \quad \Gamma = Q_2/q_2. \tag{1.110}$$

Тогда

$$q_{1}^{i} = K \frac{Q^{i} - \Gamma q^{i}}{1 - K\Gamma}; \quad q_{2}^{i} = K \frac{q^{i} - KQ^{i}}{1 - K\Gamma}; \quad (1.111)$$
$$Q_{1}^{i} = \frac{Q^{i} - \Gamma q^{i}}{1 - K\Gamma}; \quad Q_{2}^{i} = \Gamma \frac{q^{i} - KQ^{i}}{1 - K\Gamma}.$$

Данные параметры неизвестны. Далее из соотношения

$$q_1^j / q_j = (\rho_i - \rho_j) / (\rho_{II} - \rho_{\kappa}),$$
 (1.112)

где р<sub>і</sub>, р<sub>і</sub>, р<sub>н</sub>, р<sub>к</sub> – соответственно плотность смеси, газа, нефти и конденсата, получим

$$\frac{q_1}{q} = -\frac{K\Gamma}{1-K\Gamma} + \frac{K}{1-K\Gamma}\frac{Q}{q},$$
или  $y = a + bx.$  (1.113)

Здесь x = Q/q – средний газовый фактор, значения которого известны для N интервалов времени;  $y = q_1/q$  – содержание в жидкой смеси конденсата, значения которого известны для M интервалов времени  $\Delta t_i$ .

Априорно известно, что для большинства случаев x - случайная величина, подчиняющаяся нормальному закону распределения. Поскольку y линейно зависит от x, эта переменная также подчиняется нормальному закону распределения, т.е. все расчеты проводят так же, как и для предыдущих задач: по двум опорным точкам определяют m и  $\sigma$ , восстанавливают  $x^*$  и рассчитываются коэффициенты a и b, с помощью которых оцениваются K и  $\Gamma$  по формулам K = b/(1 - a),  $\Gamma = -a/b$ , и, наконец, определяют  $Q_i^i, Q_2^i, q_1^i, q_2^i$ .

На основании изложенного рассмотрим задачу восстановления динамики добычи нефти, конденсата, природного и нефтяного газов по приконтактным скважинам месторождения Бахар. Задача заключается в разделении продукции скв. 13 месторождения Бахар, добывающей смесь нефти, конденсата, природного и нефтяного газов (табл. 1.43). Известны также результаты двух измерений плотности жидкой фазы, по которым были рассчитаны значения  $q_1/q$ , составившие в марте 0,5833 и в сентябре 0,6361 (значение *i* соответствует номеру месяца в году).

После упорядочения величин Q/q методом порядковой статистики восстанавливают недостающие значения  $q_1/q$  (табл. 1.44).

Математическое ожидание и дисперсию определяют из системы двух уравнений:

*Q*, тыс. м<sup>3</sup> Q/q, Q/qQ, *q*, м<sup>3</sup> *q*, м<sup>3</sup> Месяц Месяц ты**с**. м<sup>3</sup> тыс. м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> тыс. м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> 11 986 13 238 4,396 4084 2,935 16 602 3777 Июль Январь 3,628 13 370 3685 4423 2.993 Февраль Август 14 478 16 716 Март 13 440 4444 3,024 Сентябрь 4161 3.479 13 170 4382 0,005 Апрель Октябрь 4123 4.054 13 985 3828 4920 2,868 3,653 Май 14 110 Ноябрь Июнь 14 364 4353 3.300 Декабрь 13 928 3786 3.679

Таблица 1.43

Данные по ежемесячной добыче газа и жидкости месторождения Бахар

Таблица 1.44

Данные для расчета содержания ко	онденсата и газово	ю фактора
----------------------------------	--------------------	-----------

k	i	Q/q	$q_1/q$	$\frac{K-0,5}{N}-0,5$	$U_k = \Phi^{-1} \frac{K - 0.5}{N} - 0.5$	y <sub>k</sub>
1 2 3 4 5 6 7 8	5 7 8 4 3 6 9 2	2,868 2,935 2,993 3,005 3,024 3,300 3,479 3,628	- 0,5833 0,6361	-0,458 -0,375 -0,292 -0,208 -0,125 -0,042 -0,042 0,125 0,208	$ \begin{array}{r} -1,73 \\ -1,15 \\ -0,81 \\ -0,55 \\ -0,32 \\ -0,11 \\ 0,11 \\ 0,32 \\ 0.65 \\ \end{array} $	0,4101 0,4814 0,5231 0,5551 0,5833 0,6091 0,6361 0,6619
10 11 12	12 10 1	3,679 4,054 1,396	-	0,228 0,222 0,375 0,458	0,65 0,81 1,15 1,73	0,7221 0,7638 0,8350

График y(Q/q) достаточно определенно отражает искомую прямолинейную зависимость. Методом наименьших квадратов находят коэффициенты прямой: a = -0,156; b = 0,227.

Определяют содержание конденсата и газовый фактор (с учетом того, что  $\rho_{\rm H} = 857~{\rm kr/M}^3$ ):

$$K = b/(1 - a) = 0,196 \text{ kr/m}^3 = 196 \text{ r/m}^3;$$
  
 $\Gamma = -a/b = 0,687 \text{ m}^3/\text{kr} = 589 \text{ m}^3/\text{m}^3.$ 

Если учесть, что разработка блока, в котором пробурена скв. 13, была начата в 1971 г., скважина введена в эксплуатацию в 1972 г., а начальные значения содержания конденсата и газового фактора были равны  $K_0 = 233$  г/см<sup>3</sup> и  $\Gamma_0 = 230$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, то полученные результаты хорошо согласуются с динамикой технологических показателей разработки: происходят ретроградное выпадение конденсата в газоконденсатной зоне и разгазирование нефтяной оболочки.

## 1.10. ОБРАБОТКА ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ВЫЯВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Ассоциативный анализ. При обработке результатов экспериментальных исследований или промысловой информации в первую очередь необходимо установить, какие из факторов оказывают существенное влияние на рассматриваемый параметр системы и показатель процесса. Один из наиболее простых способов выделения основных влияющих факторов – ассоциативный анализ.

С помощью ассоциативного анализа можно быстро получить ответ на вопрос: оказывает ли влияние на рассматриваемый показатель процесса тот или иной фактор и есть ли смысл проводить более подробные исследования, например дисперсионный и корреляционный анализы, требующие значительно больших затрат времени на вычисления.

Мера связи двух качественных признаков, состоящих из двух групп, определяется коэффициентом ассоциации.

Рассмотрим применение ассоциативного анализа на конкретных примерах.

Пример. На основании экспериментальных данных для 17 газоконденсатных месторождений необходимо установить, существует ли связь между содержанием конденсата в добываемом газе и его коэффициентом извлечения в сепараторе при температуре -10 °С и давлении 50-60 МПа.

Все данные по содержанию конденсата разобьем на две группы: более 80 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> пентанов и вышекипящих и менее этого значения. Коэффициент извлечения также разделим на две группы – больше 0,8 и меньше:

Содержание конденсата в газе $q$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	> 80	< 80
Коэффициент извлечения:		
$K_{\text{HIBH}} > 0.8$	8 (a)	1(c)
$K_{\text{HGB}} < 0.8$	0 (b)	8 (d)

Коэффициент ассоциации

$$\Psi = \frac{ad+bc}{\sqrt{(a+b)(c+d)(b+a)}}.$$
(1.114)

Подставив числовые значения, получим

$$\psi = (8 \cdot 8 - 1 \cdot 0) / \sqrt{9 \cdot 8 \cdot 8 \cdot 9} = 64/72 = 0,89.$$

Если абсолютное значение  $\psi$  более  $3/\sqrt{N-1}$ , где N – число данных, то можно считать, что связь между признаками неслучайная. Проверим:

$$3/\sqrt{N-1} = 3/\sqrt{16} = 0,75, \ \psi = 0,89 > 0,75,$$

т.е. связь между этими признаками неслучайна.

Среднее квадратическое отклонение

$$\sigma_{\psi} = (1 - \psi^2) / \sqrt{N} = (1 - 0.89^2) / \sqrt{17} = 0.209 / 4.11 = 0.0508.$$
(1.115)

В данном случае величина  $\sigma_{\psi}$  показывает на достаточную точность коэффициента ассоциации. Следовательно, статистические данные, полученные по 17 месторождениям, можно использовать для построения корреляционной зависимости между коэффициентом извлечения конденсата из газов в сепараторе и его содержанием в добываемом газе.

Пример. Необходимо установить, какие из параметров, характеризующих состав газоконденсатной смеси и ее термодинамическое состояние, оказывают влияние на коэффициент извлечения конденсата из пласта, на основе экспериментальных данных по 54 месторождениям.

Рассмотрим следующие параметры: содержание конденсата в пластовом газе q, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; соотношение в газе этана, пропана, бутанов и пентанов с вышекипящими  $\Pi = (C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ ; температура выкипания 90 % объема конденсата  $t_{90}$ , °C; объемная доля фракций, выкипающих до 100 °C,  $\varepsilon$ , %; параметр, характеризующий фракционный состав конденсата,  $l = (t_{90} - 100)/(90 - \varepsilon)$ ; параметр, характеризующий групповой состав конденсата,  $x = C_{ap}/(C_{Met} - C_{Ha\phi})$ , где  $C_{ap}$ ,  $C_{Met}$ ,  $C_{Ha\phi}$  — массовое содержание ароматических, метановых и нафтеновых углеводородов в конденсата  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>.

Рассмотрим влияние каждого из этих факторов в отдельности.

Месторождения разобьем на три группы – по содержанию конденсата q,  $cm^3/m^3$ , и на две группы – по коэффициентам извлечения:

Содержание конденсата в газе $q$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	< 100	100-300	> 300
Коэффициент извлечения:			
$K_{\mu_{3B}} < 0.6$	$1(n_{11})$	17 $(n_{21})$	$9(n_{31})$
$K_{\mu_{3B}} > 0.6$	$9(n_{12})$	$16(n_{22})$	$2(n_{32})$

Мера связи в этом случае определяется коэффициентом взаимной сопряженности

$$\psi_{\rm c} = \frac{\varphi^2}{\sqrt{(s-1)(t-1)}},\tag{1.116}$$

где

$$\varphi^2 = \frac{1}{N} \sum_{i,j=1}^{N} \frac{(n_{ji} - v_{ji})^2}{v_{ji}}; \qquad (1.117)$$

s – число групп, различающихся по содержанию; t – число групп, различающихся по коэффициентам извлечения. Для определения  $\phi^2$  вычислим сначала

Полученные значения v<sub>ji</sub> в зависимости от содержания конденсата q и коэффициента извлечения конденсата приведены ниже:

Содержание конденсата в газе $q$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	< 100	100-300	> 300
коэффициент извлечения конденсата: <i>К</i> <sub>илв</sub> < 0,6 <i>К</i> <sub>илв</sub> > 0,6	5 (v <sub>11</sub> ) 5 (v <sub>12</sub> )	16,5 (v <sub>21</sub> ) 16,5 (v <sub>22</sub> )	5,5 (v <sub>31</sub> ) 5,5 (v <sub>32</sub> )

Тогда

$$\varphi^{2} = 2\frac{1}{5} \left[ \frac{(1-5)^{2}}{5} + \frac{(9-5)^{2}}{5} + \frac{(17-16,5)^{2}}{16,5} + \frac{(16-16,5)^{2}}{16,5} + \frac{(9-9,5)^{2}}{5,5} + \frac{(2-5,5)^{2}}{5,5} \right] = 0,224.$$

Оценку критического значения  $\phi_{\kappa\rho}^2$  проводим по формуле

$$\varphi^2 > (C-1)/N$$
, (1.119)

где С – число классов в таблице сопряженности.

В этом примере C = tS = 2,3.6. Тогда

$$\varphi_{\rm KD}^2 = (C-1)/N = 5/54 = 0.0925.$$

Так как  $\phi^2 = 0,224 > 0,0925$ , то можно считать, что связь между коэффициентами извлечения и содержанием конденсата неслучайна.

Средняя квадратическая погрешность вычисления

$$\sigma_{\phi^2} = \frac{2}{\sqrt{N}} \sqrt{\phi^2 (1 + \phi^2)} = \frac{2}{\sqrt{54}} \sqrt{0,224 (1 + 0,224)} = 0,142.$$
(1.120)

По формуле (1.116) коэффициент взаимной сопряженности

$$\Psi_{c} = 0,224 / \sqrt{(3-1)(2-1)} = 0,224 / \sqrt{2} = 0,159.$$

Поскольку погрешность определения  $\phi^2$  велика, то связь не является достаточно надежной.

Таблица 1.45

Dimmine hupumerpob encon nu novoquininen nobie ienim novqeneur	Влияние	параметров	смеси на	коэффициент	извлечения	конденсата
--	---------	------------	----------	-------------	------------	------------

Параметр	Коэффициент сопряженности	$\phi^2$	$\sigma_{\phi^2}$
Содержание конденсата в газе $q$ $\Pi = (C_2 + C_3 + C_4)/C_{5+}$ Температура выкипания 90 % объема конденсата $t_{90}$ Объемная доля фракций, выкипающих до 100 °C, є Параметр, характеризующий фракционный состав конденсата, $l = (t_{90} - 100)/(90 - \varepsilon)$ Параметр, характеризующий групповой состав конденсата,	0,159 0,192 0,187 0,043 0,282 0,029	0,224 0,27 0,263 0,061 0,256 0,041	0,142 0,159 0,157 0,068 0,153 0,068
Пластовая температура t	0,044	0,062	0,070

Аналогичные расчеты были проведены для каждого из перечисленных параметров. Из анализа полученных результатов (табл. 1.45) следует, что основное влияние на коэффициент извлечения оказывают параметры q,  $\Pi$ ,  $t_{90}$ , l. Между параметрами E, x, t,  $\rho$  и коэффициентом извлечения связь не установлена.

Одним из важнейших вопросов при решении задач классификации является определение набора факторов, значения которых играют существенную роль при разделении объектов по группам. Один из наиболее простых методов – нахождение точечного бисериального коэффициента корреляции:

$$r_{pb} = \frac{\overline{x}_A - \overline{x}_B}{S_x} \sqrt{\frac{n_A n_B}{n(n-1)}}; \qquad (1.121)$$

$$S_x = \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left[ \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \frac{1}{n} \right] \frac{1}{n-1}, \qquad (1.122)$$

где  $\bar{x}_A$ ,  $\bar{x}_B$  – среднее значение признака для класса (группы) A и B соответственно;  $S_x$  – стандартное отклонение всех значений по данному признаку.

Пример. Рассмотрим, как с помощью точечного бисериального коэффициента корреляции можно выбрать основные признаки, влияющие на распределение газоконденсатных месторождений по классам: A - c нефтяной оторочкой и B – без нее.

Таблица 1.46

Значения признаков для газоконденсатных месторождений классов А и В

Продолжение табл. 1.46

NG	··· MITe	t °C	Молярный состав пластового газа, %						
JNº II/II	$p_{\pi,\eta}$ , willa	ι, Ο	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C4	C <sub>5</sub> ,	N <sub>a</sub> ,	$C_1/C_{5^1}$
				Кла	cc B				
$ \begin{array}{c} 1\\ 2\\ 3\\ 4\\ 5\\ 6\\ 7\\ 8\\ 9\\ 10\\ 11\\ 12\\ 13\\ 14\\ 15\\ 16\\ 17\\ 18\\ 19\\ 20\\ 21\\ 22\\ 23\\ 24\\ 25\\ 26\\ 27\\ 28\\ 26\\ 27\\ 28\\ 28\\ 27\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28\\ 28$	$12,5 \\ 24 \\ 14,6 \\ 29,3 \\ 22 \\ 28,2 \\ 25,1 \\ 22,5 \\ 24,2 \\ 40 \\ 14,7 \\ 33 \\ 14,7 \\ 34 \\ 18,8 \\ 19,4 \\ 16,7 \\ 11,2 \\ 9 \\ 16,7 \\ 11,2 \\ 9 \\ 16,7 \\ 11,2 \\ 9 \\ 16,7 \\ 11,2 \\ 10,4 \\ 10,7 \\ 11,2 \\ 10,4 \\ 10,7 \\ 11,2 \\ 10,4 \\ 10,7 \\ 11,2 \\ 10,4 \\ 10,7 \\ 11,2 \\ 10,4 $	$\begin{array}{c} 50\\ 50\\ 42\\ 128\\ 95\\ 97\\ 88\\ 74\\ 105\\ 146\\ 50\\ 82\\ 42\\ 64\\ 60\\ 52\\ 59\\ 47\\ 45\\ 73\\ 72\\ 80\\ 115\\ 141\\ 79\\ 59\\ 73\\ 42\\ 59\\ 73\\ 42\\ 59\end{array}$	90,4 93,6 88,9 88,7 85,3 87,2 85 90,6 81,7 94,1 82,3 88,1 94,9 94,4 92,5 98,9 94,2 92 98,3 91 88,5 35,7 81,2 91,4 92,2 94,7 86,9 94,4	$\begin{array}{c} 4,1\\ 4\\ 5,7\\ 5,1\\ 5\\ 4,9\\ 4,7\\ 6,9\\ 2\\ 10,6\\ 1,3\\ 5,6\\ 2,4\\ 2,2\\ 2\\ 2,8\\ 3\\ 3\\ 3,6\\ 3,1\\ 3,8\\ 1,0\\ 8,7\\ 3,8\\ 1,0\\ 8,7\\ 3,8\\ 1,0\\ 2,1\\ 2\\ 5,7\\ 5\end{array}$	$\begin{array}{c} 1.3\\ 0.6\\ 1.5\\ 1.6\\ 1.7\\ 1.9\\ 1.4\\ 2.1\\ 0.7\\ 1.5\\ 0.9\\ 0.7\\ 1.6\\ 1.6\\ 1.6\\ 1.6\\ 1.6\\ 1.4\\ 2.9\\ 0.9\\ 2.5\\ 1.1\\ 0.4\\ 1.5\\$	$\begin{array}{c} 0,9\\ 0,7\\ 0,6\\ 1\\ 0,6\\ 0,9\\ 0,8\\ 1,1\\ 0,5\\ 0,8\\ 3,5\\ 1\\ 0,4\\ 0,2\\ 0,9\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 1\\ 1,7\\ 1,1\\ 0,9\\ 0,4\\ 1\\ 0,4\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6\\ 0,6$	$\begin{array}{c} 1.3\\ 0.4\\ 0.9\\ 1.1\\ 1\\ 1\\ 1\\ 1\\ 0.5\\ 0.3\\ 0.5\\ 0.4\\ 1.4\\ 1\\ 0.5\\ 0.4\\ 1.4\\ 1\\ 0.5\\ 0.6\\ 0.6\\ 0.6\\ 0.6\\ 1.5\\ 1.3\\ 2.6\\ 1.2\\ 1.4\\ 1.8\\ 1\\ 0.9\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5\\ 1.5$	$\begin{array}{c} 2\\ 0,6\\ 1,9\\ 1\\ 3,9\\ 1,1\\ 3,2\\ 2,8\\ 1\\ 0,1\\ 1,9\\ 1,5\\ 0,9\\ 0,62\\ 1,4\\ 1,4\\ 2\\ 0,6\\ 1,9\\ 0,6\\ 1,6\\ 1,4\\ -\\ 1,1\\ 1,6\\ -\\ 0,7\\ 1,6\\ 1,4\\ -\\ 0,7\\ 1,6\\ 1,4\\ -\\ 0,7\\ 1,6\\ -\\ 0,7\\ 1,1\\ 0,4\\ \end{array}$	69,5 232 98,7 80,6 77,6 86,7 87,2 85 181 272 188 206 63 94,9 188,8 231 188 188 2154 311 60,6 68 78 67,6 65,3 51,3 95,7 78,3 63

Состав пластового газа, пластовые давление и температура, а также соотношение  $C_1/C_{5+}$  для этих месторождений приведены в табл. 1.46. Наиболее информативными признаками являются  $C_1/C_{5+}$  и  $C_{5+}$ . Ниже приведены значения точечного бисериального коэффициента корреляции  $r_{\text{рв}}$ :

Признак	Ci	C <sub>2</sub>	$C_3$	C4	C <sub>5</sub> ,	$C_{1}/C_{5}$ ,	N <sub>a</sub>	$p_{nn}$
реляции г <sub>ия</sub>	-0,6425	0,0695	0,3838	0,3429	0,6442	-0,7085	0,2735	0,5898

Дисперсионный анализ. Если необходимо установить не только влияние того или иного фактора на ход процесса, но и степень влияния на него отдельных факторов и их взаимодействия, применяют статистический метод, называемый дисперсионным анализом. Он особенно эффективен при одновременном изучении нескольких факторов. При классическом методе исследования подобное изучение проводят, изменяя лишь один фактор, а остальные оставляют неизменными. В связи с этим затрачивается много времени, так как для каждого фактора проводят всю серию наблюдений, не используемую в дальнейшем при изучении других факторов. При дисперсионном анализе каждое наблюдение служит для одновременной оценки всех факторов и их взаимодействия. Особенно ценно оно тем, что при этом можно не делать параллельных наблюдений, ограничиваясь лишь одним наблюдением для каждого сочетания уровней изучаемых факторов. Дисперсионный анализ является начальной стадией исследования, позволяющей ответить на вопрос: существует ли статистическая связь между анализируемыми параметрами и стоит ли продолжать работу по их изучению? Кроме того, важное преимущество дисперсионного анализа заключается в том, что он дает возможность более точно находить среднюю квадратическую погрешность опыта в целом при малом повторении различных вариантов.

Для проведения дисперсионного анализа необходимо выполнение следующих условий:

1) результативный признак или его преобразованную функцию можно рассматривать как случайную выборку из генеральной совокупности, подчиненную нормальному закону распределения;

2) факторы, влияющие на результативный признак, должны быть не коррелированы;

3) дисперсии по группам должны быть однородны.

Пример. Рассмотрим взаимное влияние трех приведенных в предыдущем примере параметров  $C_4$  (*l*),  $C_{5+}$  (*II*) и  $C_1/C_{5+}$  (*q*) на коэффициент извлечения конденсата из пласта.

Ряд значений каждого фактора разобьем на три интервала. Значения коэффициента извлечения распределим по клеткам табл. 1.47.

По данным каждой клетки вычислим

$$M_{j}(l,\Pi,q) = \frac{1}{m_{j}} \sum_{i=1}^{m_{j}} y_{ij}; \qquad (1.123)$$

$$z(l,\Pi,q) = \frac{1}{m_j} \left( \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \right)^2, \qquad (1.124)$$

где  $m_i$  – число значений коэффициента извлечения в клетке.

Составим таблицу, в каждой клетке которой проставим соответствующее количество данных  $m_i$ , их сумму  $\sum_{1}^{m_j} y_{ij}$ , среднее значение  $M_i$  и значение  $z_j$  =

 $= \sum_{1}^{m_j} y_{ij}.$ 

Сформируем новую таблицу без учета, например, фактора l. Для этого объединим клетки уровней фактора l при одних и тех же уровнях факторов  $\Pi$  и q. Это объединение осуществим путем суммирования числа данных m и их

абл	ица	1.47
-----	-----	------

Распределение значений коэффициента извлечения конденсата

		$\Pi_1 = 0 \div 2$			$\Pi_2 = 2 \div 4$			$\Pi_3 > 4$	
$q(C_1/C_{5+})$	$l_1 = -0+2,5$	$l_2 =$ = 2,5÷3,2	<i>l</i> <sub>3</sub> > 3,2	$l_1 = 0 \div 2,5$	$l_2 = l_2 = 2,5 \div 3,2$	<i>l</i> <sub>3</sub> > 3,2	$l_1 = 0 \div 2,5$	$l_2 = 2,5 \div 3,2$	<i>l</i> <sub>3</sub> > 3,2
$q_1 = 0 \div 150$		0,40 0,46 0,60		0,82 0,65 0,60 0,65	0,85 0,77 0,78 0,65 0,62		0,51 0,9 0,79 0,8 0,6 0,92		
$q_2 \approx 150 \div 300$	0,57 0,40	0,5 0,4 0,4	0,46 0,57	0,45 0,88 0,73	0,83 0,81 0,59 0,71 0,69	0,71	0,02	0,84 0,50	0,38 0,46
<i>q</i> <sub>3</sub> > 300		0,22 0,42 0	0,52 0,46 0,43 0,3	0,42	0,66	0,38 0,44 0,34			

сумм  $\sum_{i}^{m_j} y_{ij}$ . Остальные же два элемента получим, как указано выше. Таким же методом составим таблицы, в которых исключим влияние факторов  $\Pi$  и q.

Для каждой таблицы вычислим факториальную  $\sigma_1^2$  и остаточную  $\sigma_0^2$  дисперсии:

$$\sigma_{1}^{2} = \frac{1}{g-1} \left[ \sum_{i}^{g} z_{i} - \frac{1}{N} \left( \sum_{i}^{N} y_{i} \right)^{2} \right]; \qquad (1.125)$$

$$\sigma_0^2 = \frac{1}{N - g} \left[ \sum_{i}^{N} y_i - \sum_{i}^{g} z_j \right], \qquad (1.126)$$

где *g* – число заполненных клеток таблицы; *N* – число экспериментальных данных.

При вычислении  $\sigma_1^2$  и  $\sigma_0^2$  для каждой таблицы значения N и  $\sum_{i=1}^{N} y_i$  должны быть одинаковыми. Найдем отношение  $\theta = \sigma_1^2 / \sigma_0^2$  и числа степеней свободы  $f_1 = g - 1$  и  $f_2 = N - g$ . Полученное отношение  $\theta$  при соответствующих  $f_1$  и  $f_2$  сравнивается с табличным значением F по соответствующим степеням свободы. Если  $\theta > F$ , то это свидетельствует о влиянии факторов или их взаимодействий на данный показатель, в противном случае – об отсутствии связи.

**Информативность признаков**. Влияние разных факторов на показатель процесса можно определять не только с помощью дисперсионного анализа, но и на основе вычисления информативности влияющих факторов.

Пусть имеются две группы объектов A и B и какой-нибудь общий для них признак. Если в дифференцируемых состояниях объектов A и B этот признак различается для каждой группы объектов, то он информативен. По этому признаку можно отличать объекты группы A от объектов группы B. Если же признак не информативен, то такое различие по этому признаку сделать не удается.

Величины информативности признаков можно использовать в задаче распознавания образов как весовые коэффициенты при факторах. Этой информации из дисперсионного анализа мы не получим, ибо критерий Фишера и другие статистические критерии позволяют оценить лишь достоверность различий, тогда как информативность дает степень этих различий.

Для оценки информативности признаков применяют меру Кульбака [51]. Она позволяет оценить не достоверность различий между распределениями, а их степень. Если имеются данные по объектам, принадлежащим к двум разным классам, то каждый из признаков разбивают по значению на ряд интервалов и определяют частоту попадания в эти интервалы объектов, отдельно по каждому классу. Затем рассчитывают относительные частости в процентах, при этом за 100 % принимают сумму частостей для класса A во всех интервалах и за 100 % – сумму частостей класса B.

Чтобы свести к минимуму влияние выбора границ интервалов на результаты, в каждом интервале определяют средневзвешенные сглаженные частости методом вычисления взвешенной скользящей средней. При этом учитывают частости данного признака в четырех соседних диапазонах. Средневзвешенную среднюю вычисляют по формуле

$$\overline{y} = (y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + y_5) / 10. \tag{1.127}$$

Для подсчета сглаженной частости в первом интервале вводят некоторые фиктивные интервалы – нулевой и минус первый. Поскольку в них не попадает ни одного наблюдения, частости в этих диапазонах равны нулю:  $y_0 = y_{-1} = 0$ . Тогда сглаженная частость в первом и втором интервалах для группы A

$$\overline{y}_{1A} = (0 + 0 + 4y_1 + 2y_2 + y_3) / 10;$$
  

$$\overline{y}_{2A} = (0 + 2y_1 + 4y_2 + 2y_3 + y_4) / 10.$$
(1.128)

Для упрощения дальнейших вычислений округляют сглаженные частости в процентах с точностью до первого знака после запятой. Вычисляют отношение сглаженных частостей  $\bar{y}_A / \bar{y}_B$ . Определяют диагностические коэффициенты  $\mathcal{I}K$  – это логарифм отношений сглаженных частостей, умноженный на 10 и округленный с точностью до одного:

$$\mathcal{I}K = 10 \, \lg \frac{\overline{y}_A}{\overline{y}_B}. \tag{1.129}$$

Так как при этом появляются сглаженные частости в фиктивных интервалах – нулевом и минус первом, то средневзвешенные величины следует суммировать и полученную сумму считать средневзвешенной частостью  $\bar{y}_1$  данного признака в крайнем диапазоне.

Согласно Кульбаку, коэффициент информативности *I i*-го диапазона *j*-го признака

$$I(\overline{y}_{j}^{i}) = \frac{1}{2} \not \square K(\overline{y}_{j}^{i}) (\overline{y}_{jA}^{i} - \overline{y}_{jB}^{i}).$$

$$(1.130)$$

Для составления диагностической таблицы необходимо вычислить информативность признака во всех интервалах и затем определить информативность всего признака x<sub>i</sub>, которая равна сумме информативностей его диапазонов:

$$I(x_{j}) = \sum_{i} I(x_{j}^{i}).$$
(1.131)

Пример. Используем данные по составам пластовых газов конденсатных месторождений, имеющих нефтяную оторочку (класс A) и не имеющих нефтяной оторочки (класс B), которые приведены в табл. 1.46.

Результаты расчета информативности этих признаков (табл. 1.48) свидетельствуют, что наиболее информативными оказались признаки  $C_1/C_{5+}$ ,  $C_{5+}$  и  $p_{n\pi}$ .

Следует отметить, что описанный метод применяют при большой погрешности исходной информации. Например, в данном примере состав пластового газа различен в разных точках залежи. Это различие тем больше, чем сильнее отклоняется состояние пластового газа от равновесного. В такой ситуации применение метода с разбивкой значения каждого признака на интервалы, которые превышают возможные пределы изменения признаков, присущих данному объекту (в данном случае залежи), наиболее эффективно.

Корреляционный анализ позволяет установить степень линейной статистической связи как между факторами и показателем или параметром процесса, так и между различными факторами.

#### Таблица 1.48 Результаты расчета информативности признаков

Признак	Интервал эначений признака	ДК	Информа- тивность <i>I</i>	Признак	Интервал эначений признака	ДК	Информа- тивность I
C <sub>1</sub> /C <sub>5</sub> ,	-44÷3 3-47 47-91 91-135 > 135	+6 +5 -1 -17 -17	$0,450,70,21,9\overline{I=3,25}$	C,	71 77-83 83-89 89-95 95-101 101-107	+11 -1 -2 -2 -2 -1	0,60,10,10,10 $I = 1$
C <sub>5</sub> ,	-4÷2 2÷0 0-2 22-4 > -4	-14 -5 -4 +2 +5	0,670,340,480,110,5 $I = 2,1$	C2	2,83+-0,83 -0,83+1 1-2,83 2,83-4,66 4,66-6,49 6,49-8,32 8,32-10,15	+1 0 -2 -2 -2 +1	- - 0,1 0,1 0 0
р <sub>пл</sub>	17-90 90-163 163-236 236-309	-9 -6 -3 0	0,3 0,4 2 -		10,15-13,81 13,81-14,64	+9 +10	$\begin{array}{c} 0,2\\ 0,2\\ \overline{I=1} \end{array}$
	309-382 382-455 455-528 528-601	+3 +5 +8 +9	$ \begin{array}{c} 0,2 \\ 0,3 \\ 0,3 \\ 0,2 \\ \overline{I=3,7} \end{array} $	T <sub>11.1</sub>	23-3 3-23 23-43 43-63 63-83 83-103	-2 -4 -2 -2 - +1	- 0,1 0,1 0,1 - 0
C3	$\begin{array}{c} -0,53{+}0,40\\ 0,4{-}1,33\\ 1,33{-}2,26\\ 1,26{-}3,19\\ 3,19{-}4,12\\ 4,12{-}5,05\\ 5,05{-}5,98\\ 5,98{-}6,91\\ \end{array}$	-2 -3 -1 +3 +8 +11 +13	0,1 0,1 0,0 0,1 0,4 0,4 0,3 $I = 1,5$		103-123 123-143 143-163 163-183 183-203	+2 +2 +3 +4 +6	$ \begin{array}{c} 0\\ 0\\ 0\\ 0\\ \overline{I=0,4} \end{array} $
C4	$\begin{array}{c} -0.3{+}0.2\\ 0.2{-}0.7\\ 0.7{-}1.2\\ 1.2{-}1.7\\ 1.7{-}2.2\\ 2.2{-}2.7\\ 2.7{-}3.2\\ 3.7{-}3.7\\ 3.7{-}4.7\\ 4.7{-}6.2\end{array}$	$ \begin{array}{r} -2 \\ -2 \\ -2 \\ -2 \\ 0 \\ +4 \\ +11 \\ +9 \\ +7 \\ +6 \\ +6 \\ \end{array} $	$ \begin{array}{c} 0 \\ 0,1 \\ 0,1 \\ - \\ 0,2 \\ 0,5 \\ 0,3 \\ 0,2 \\ 0,05 \\ 0,02 \\ \overline{I = 3,25} \end{array} $				

Для оценки статистической связи используют коэффициенты корреляции, которые вычисляют по формуле

$$r_{yx} = \frac{1}{(N-1)\sigma_x \sigma_y} \sum_{i=1}^{N} (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) = \frac{1}{(N-1)\sigma_x \sigma_y} [(x_1 - \bar{x})(y_1 - \bar{y}) + (x_2 - \bar{x})(y_2 - \bar{y}) + \dots + (x_N - \bar{x})(y_N - \bar{y})], \quad (1.132)$$

97

где  $r_{yx}$  – коэффициент корреляции между показателем процесса и одним из факторов;  $\overline{x}$  и  $\overline{y}$  – математические ожидания, определяемые по формуле  $\overline{x}$  =

= 
$$\sum_{1}^{N} x_{i} / N; \ \overline{y} = \sum_{1}^{N} y_{i} / N; \ \sigma_{x}^{2}$$
 и  $\sigma_{y}^{2}$  – дисперсии, вычисляемые по формулам

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \overline{x})^2; \ \sigma_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (y_i - \overline{y})^2.$$
(1.133)

Коэффициент корреляции лежит в пределах от -1 до +1. Коэффициент -1 соответствует максимальной отрицательной корреляции, когда y уменьшается с увеличением x, а все экспериментальные точки лежат на прямой; коэффициент 0 соответствует полному отсутствию корреляции, а коэффициент +1 – максимальной положительной корреляции. Обычно коэффициент корреляции имеет дробное значение, и его следует проверить на статистическую значимость.

Достоверность значения коэффициента корреляции оценивают с помощью критерия надежности

$$\theta_r = |r_{yx}| / \sigma_r \tag{1.134}$$

где  $\sigma_r$  – среднее квадратическое отклонение коэффициента корреляции:

$$\sigma_r = (1 - r_{ux}^2) / \sqrt{N}. \tag{1.135}$$

При критерии  $\theta > 2,6$  с вероятностью 0,95 можно утверждать о существовании линейной корреляционной связи между анализируемыми параметрами.

Пример. На основе результатов планированных расчетов методом комбинационного квадрата по определению коэффициента дополнительного извлечения конденсата из пласта при закачке газа в пласт получены значения коэффициентов корреляции, средние значения факторов и средние квадратические отклонения  $\sigma_{y}$ ,  $\sigma_{xi}$  (табл. 1.49). Наибольшая статистическая связь установлена между коэффициентом извлечения конденсата, с одной стороны, и давлением и количеством закачиваемого газа, с другой. Связь состава закачиваемого газа с коэффициентом извлечения конденсата очень незначительна. Расчет планировали с помощью метода комбинационного квадрата, т.е. путем нейтрализации влияния всех факторов, за исключением рассматриваемого, поэтому коэффициенты корреляции между факторами равны нулю.

Пример. Чтобы выявить влияние таких факторов, как давление p, температура t, содержание конденсата в пластовом газе  $C_{5+}$ , характеристический фактор  $\hat{K}$  на выход конденсата из газа g (г/м<sup>3</sup>), были проведены расчеты по константам равновесия. Для сокращения объема вычислительных работ варианты расчетов выбирали методом комбинационного равновесия.

С использованием плана проведения расчетов и результатов, которые были подвергнуты корреляционному анализу, получена нормированная корреляционная матрица (табл. 1.50).

На основании корреляционной матрицы можно сделать вывод, что на величину g основное влияние оказывает  $C_{5+}$  (состав системы), меньше влияет температура и совсем незначительно – давление и характеристический фактор.

При обработке статистических материалов коэффициенты корреляции между факторами отличны от нуля. Рассмотрим такую обработку на следующем примере.

Т	а	б	л	и	ц	а	1.49
τ.	a	υ	-1	ĸ	щ	a	1.40

Факторы (x) и пока- затель (y) у	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	Коэфф	ициент корр	еляции		Среднее	Среднее квад
	y	<i>x</i> <sub>1</sub>	<i>x</i> <sub>2</sub>	<i>x</i> <sub>3</sub>	<i>x</i> 4	фактора	отклонение
<i>x</i> <sub>1</sub>	-0.0442	1	0	0	0	10	7,22
$x_2$	0,6876	0	1	0	Ō	154,2	67,61
$x_3$	-0,1297	0	0	1	0	0,5	0,29
XA	0,596	0	0	0	1	5	3,01
ų	1	0,0442	0,6876	-0,1497	0,5960	23,45	10,97

Результаты планированных расчетов метолом комбинационного квалрата

#### Таблица 1.50

#### Нормированная корреляционная матрица

Параметр	р	t	C <sub>5+</sub>	<i>R</i>	x	σ
1	-0,02 1	-0,106 0 1	0,978 0 0 1	-0,06 0 0 1	125,7 60 20 3 11,7	94,4 28,8 14,4 1,4 0,2

Пример. На основании данных исследования 80 нефтей разного состава проводили корреляционный анализ с целью установления связи между молярной массой нефти М<sub>н</sub> и параметрами ее состава, в качестве которых были взяты: плотность нефти р<sub>н</sub>, г/м<sup>3</sup>; отношение объемной доли фракций нефти, выкипающих в пределах 100-200 °C, к объемной доле фракций, выкипающих в пределах 200–300 °C, объемная доля фракций нефти, выкипающих в пределах НК 300 °C, %; массовая доля в нефти силикагелевых смол, асфальтенов и парафинов. Пределы изменения каждого фактора составили: р<sub>в</sub> - от 0,8 до 0,9 г/см<sup>3</sup>  $(x_1)$ , отношение  $K_{100-200}/K_{200-300}$ - от 0,5 до 1,5 (x<sub>2</sub>), выход фракции НК 300 °C - от 30 до 65 % (x<sub>3</sub>), содержание смол - от 2 до 16 % (x<sub>4</sub>), содержание асфальтенов – от 2 до 8 % ( $x_5$ ) и содержание парафина – от 2 до 10 % ( $x_6$ ).

В результате анализа полученных коэффициентов корреляции, приведенных в табл. 1.51, установлена сильная корреляционная связь между молярной массой нефти и ее плотностью, между параметрами фракционного состава и содержанием смол и асфальтенов. Содержание парафина оказывает слабое влияние на молярную массу нефти. Следует отметить, что содержание парафина плохо коррелируется и с перечисленными параметрами, характеризующими состав нефти. Остальные факторы сильно коррелируют между собой.

С помощью корреляционного анализа можно отобрать признаки, оказывающие наибольшее влияние на рассматриваемый показатель, а малозначимые отбросить. Можно определять коэффициенты корреляции не только между факторами, но и их сочетаниями, квадратами, кубами и т.д. В том случае, если связь между факторами значительно отклоняется от линейной, сочетания могут иметь более высокие значения коэффициентов корреляции.

Пример. При установлении связи коэффициента Генри для азота в его смесях с углеводородами разного строения корреляционный анализ показал, что сочетания фактора дают более высокие значения коэффициентов корреляции, чем сами факторы. В качестве влияющих факторов рассматривали: характеристический фактор  $\widehat{K}$ , температуру опыта t, температуру кипения углеводорода  $t_{\kappa n\pi}$ .

Факторы (x) и показатель (y)	р <sub>п</sub> (x <sub>1</sub> ), г/см <sup>3</sup>	$\frac{K_{100-200}}{K_{200-300}}(x_2)$	K11K-3000 (X3), %	Массовая доля, %				C
				смол (x <sub>1</sub> )	асфаль- тенов (x <sub>5</sub> )	пара- финов ( <i>x</i> <sub>6</sub> )	M <sub>11</sub> (y)	Среднее зна- чение факто- ра
$\begin{array}{c} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ y (M_n) \end{array}$	1 -0,559 -0,812 0,863 0,716 0,170 0,871	-0,559 1 0,633 -0,450 -0,421 0,003 -0,566	-0,812 0,638 1 -0,704 -0,504 -0,193 -0,734	0,863 -0,450 -0,704 1 0,765 0,167 0,782	$\begin{array}{c} 0,716 \\ -0,421 \\ -0,504 \\ 0,765 \\ 1 \\ 0,096 \\ 0,698 \end{array}$	0,170 0,008 -0,193 0,167 0,096 1 0,136	0,871 -0,566 -0,734 0,782 0,698 0,136 1	0,844 1,050 49,646 6,837 1,430 5,459 205,861

Таблица 1.51 Ланные для корреляционного анализа

Таблица 1.52

Корреляционная матрица

Фактор	t/t <sub>кип</sub>	8100/t	$\widehat{K}^2$	t <sub>кин</sub> /t	lg Ko
<i>t/t</i> кип	1	-0,628	+0,457	-0,939	-0,562
8100/t	-0,628	1	-0,082	0,570	+0,382
$\widehat{K}^2$	+0,457	-0,082	1	-0,467	+0,889
$t_{\kappa un}/t$	-0,939	+0,570	-0,470	1	+0,540
lg $K_0$	-0,562	+0,384	-0,889	+0,540	1

Обрабатывали данные по 106 экспериментальным точкам. Проанализировав корреляционную матрицу (табл. 1.52), в которой отобраны наиболее высокие значения коэффициентов корреляции, устанавливающие связь логарифма коэффициента Генри с приведенными параметрами, можно сделать вывод, что самое высокое значение имеет коэффициент корреляции между lg  $K_0$  и  $\hat{K}^2$  – квадратом характеристического фактора.



# МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ИЗМЕНЕНИЮ УСТЬЕВОЙ ИНФОРМАЦИИ

В этом подразделе дана методика определения пластового давления газоконденсатных месторождений без остановки скважин. Такую информацию можно получить с помощью методов идентификации, когда в качестве исходных данных используют результаты устьевых измерений нормально работающих скважин, такие, как давление и дебит.

Рассмотрим задачу оценки пластового давления и коэффициента продуктивности скважин при нестационарной изотермической фильтрации газа в круговом пласте. Представим реальное поле давлений в пласте в виде суммы двух компонентов:

$$p(r, t) = \overline{p}(r) + p(r, t),$$
 (2.1)

где  $\bar{p}(r)$  – распределение давления, соответствующее стационарному движению газа в пласте; p(r, t) – флуктуации давления.

Предположим, что  $\overline{p}(r)$  – временное среднее давление газа в данном сечении пласта, а p(r, t) – реализация стационарного по времени эргодического случайного процесса с нулевым математическим ожиданием.

Известно, что при стационарном движении газа давление p и объемная скорость фильтрации  $\overline{w}$ , измеренная в пластовых условиях, связаны системой уравнений:

$$-\frac{k(r)}{\mu}r\frac{d\bar{p}}{dr}=\bar{w}, \quad \frac{d(\bar{p}\bar{w})}{dr}=0,$$
(2.2)

решением которой при постоянных давлении на контуре питания  $p_0$  и дебите скважины  $Q_0$  является следующее выражение:

$$\bar{p}^{2}(r) = p_{0}^{2} - \frac{\mu p_{a\tau}}{\pi h} \lambda(r) Q_{0}, \qquad (2.3)$$

причем

$$\lambda(r) = \int_{r}^{r_{\kappa}} \frac{d\xi}{\xi k(\xi)}.$$

Здесь  $p_{a\tau}$  – атмосферное давление;  $Q_0$  – объемный дебит газа, измеренный при нормальных условиях.

Нестационарная изотермическая фильтрация газа в круговом пласте описывается системой уравнений [16]:

$$-m\frac{\partial p}{\partial t}\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \overline{\omega}; \quad -\frac{k(r)}{\mu}r\frac{\partial p}{\partial r} = \overline{\omega}, \tag{2.4}$$

где *т* – пористость газового коллектора.

Уравнения (2.4) описывают также нестационарное движение газоконденсатной смеси в условиях малой насыщенности коллектора жидкой фазой, т.е. когда жидкая фаза неподвижна. При этом примем, что по мере выпадения конденсата плотность и масса газа изменяются незначительно, а сжимаемостью конденсата, растворимостью газа в конденсате, а также изменением пористости породы для газа можно вообще пренебречь [82].

Допустим, что наблюдения за скважиной проводятся в интервале времени, достаточно удаленном от момента пуска скважин в эксплуатацию, так что начальное распределение давления в пласте не влияет на поле давлений в текущий момент времени. В связи с этим систему (2.4) рассмотрим как задачу без начальных условий. При этом зададим следующие граничные условия:

$$Q(t) = \frac{2\pi k(r_c)r_c}{\mu p_{a\tau}} p(r_c, t) \frac{\partial p}{\partial t} (r_c, t) = Q_0 + \varphi(t); \qquad (2.5)$$

$$p(r_{\kappa}, t) = p_0,$$
 (2.6)

а дополнительное граничное условие имеет вид

$$p(r_{\rm c}, t) = p_1 + \psi(t).$$
 (2.7)

Здесь  $p_1$  – математическое ожидание давления газа на забое скважины, которое согласно (2.3)

$$p_{1}^{2} = \overline{p}^{2}(r_{c}) = p_{0}^{2} - \frac{\mu p_{a\tau}}{\pi h} \lambda(r_{c}) Q_{0}.$$
(2.8)

Функция  $\psi(t)$  по условию является реализацией стационарного центрирования эргодического случайного процесса, в то время как  $\varphi(t)$  – флуктуации дебита газа относительно стационарного  $Q_0$ , т.е. это случайная флуктуация с отличным от нуля математическим ожиданием. Смещенность функции  $\varphi(t)$  можно вычислить, переходя к статистическим уравнениям движения газа в пористой среде.

Скорость фильтрации газа в пластовых условиях представим в виде суммы стационарной скорости и флуктуаций:

$$w(r,t) = \overline{w}(r) + w(r,t). \tag{2.9}$$

Подставив уравнения (2.1) и (2.9) в систему уравнений (2.4), с учетом системы (2.2) получим

$$-m\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}[p\overline{w} + \overline{p}w + pw];$$
  
$$-\frac{k(r)}{\mu}r\frac{\partial p}{\partial r} = w.$$
 (2.10)

Затем, исключив из системы (2.10) флуктуацию w(r, t), найдем

$$m\mu \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ rk(r) \frac{\partial}{\partial r} \left( p\overline{p} + \frac{1}{2}p^2 \right) \right].$$
(2.11)

Аналогично граничные условия (2.5)-(2.7) приведем к виду

$$\frac{2\pi h k(r_c) r_c}{\mu p_{ar}} \frac{\partial}{\partial r} \left( p \overline{p} + \frac{1}{2} p^2 \right) \Big|_{r=r_c} = \varphi(t); \qquad (2.12)$$

$$p(r_{\kappa}, t) = 0;$$
 (2.13)

$$p(r_{\rm c}, t) = \psi(t).$$
 (2.14)

Вычислим математическое ожидание из обеих частей уравнения (2.11) и граничных условий (2.12) и (2.13). Получим уравнения флуктуаций давления газа в пласте относительно дисперсии:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left[ rk(r) \frac{\partial \sigma_p^2}{\partial r} \right] = 0; \qquad (2.15)$$

$$\frac{\pi h k(r_c) r_c}{\mu p_a} \frac{\partial \sigma_p^2}{\partial r}(r_c) = Q_1; \qquad (2.16)$$

$$\sigma_p^2(r_{\kappa}) = 0, \qquad (2.17)$$

где Q<sub>1</sub> – математическое ожидание флуктуаций дебита газа.

Решив уравнение (2.15) с учетом условий (2.16) и (2.17), получим

$$\sigma_p^2(r) = -\frac{\mu p_a}{\pi h} \lambda(r) Q_i. \qquad (2.18)$$

В этой функции искомое значение –  $Q_1$ . Для определения этой величины воспользуемся дополнительным граничным условием (2.14). Умножим правую и левую части (2.14) на  $p(r_c, t)$  и вычислим математическое ожидание:

$$\sigma_p^2(r_c) = \sigma_{\psi}^2. \tag{2.19}$$

Подставим выражение (2.19) в (2.18), получим

$$Q_1 = -\frac{\pi h \sigma_{\psi}^2}{\mu p_{\rm ar} \lambda(r_{\rm c})} = -K \sigma_{\psi}^2, \qquad (2.20)$$

где К – коэффициент продуктивности скважины.

Зная  $\hat{Q}_1$ , приведем уравнение (2.11) и граничное условие (2.12) к несмещенному виду. Для этого вычтем из (2.11) выражение (2.15), тогда

$$m\mu \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ rk(r) \frac{\partial}{\partial r} \left[ p \overline{p} + \frac{1}{2} (p^2 - \sigma_p^2) \right] \right\}.$$

Обозначив

$$U = \frac{1}{2}(p^2 - \sigma_p^2), \qquad (2.21)$$

получим уравнение относительно центрированных зависимых переменных *p* и *U*:

$$m\mu \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ k(r) r \frac{\partial}{\partial r} [p \,\overline{p} + U] \right\}.$$
(2.22)

Аналогичным образом, вычтя из выражения (2.12) выражение (2.16), с учетом обозначения (2.21) определим

$$\frac{2\pi h k(r_c) r_c}{\mu p_{\rm ar}} \frac{\partial}{\partial r} \left( p \overline{p} + U \right) \bigg|_{r=r_c} = V, \qquad (2.23)$$

где  $V - \phi$ луктуации дебита газа относительно своего математического ожидания:  $V = \phi(t) - Q_1$ .

Таким образом, функция V(t) является центрированным стационарным случайным процессом.

Умножив (2.22) на флуктуации давления газа на забое скважины  $\psi(\theta)$  и вычислив математическое ожидание от обеих частей этого уравнения, получим

$$m\mu \frac{\partial R_{p}}{\partial \tau} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \bigg[ rk(r) \frac{\partial}{\partial r} (\bar{p}R_{p} + R_{pU}) \bigg], \qquad (2.24)$$

где  $R_p$  – взаимная ковариационная функция флуктуаций забойного давления и давления в сечении пласта;  $R_{pU}$  – взаимная ковариационная функция флуктуации забойного давления с центрированным квадратом флуктуаций давления в пласте.

Функции  $R_p$  и  $R_{pU}$  являются функциями аргумента  $\tau = \theta - t$  и при  $\tau = 0$  представляют собой ковариации исходных случайных функций, поэтому из (2.24) получим

$$\frac{\partial}{\partial r} \left[ rk(r) \frac{\partial}{\partial r} (\bar{p} \sigma_{\psi p} + \sigma_{\psi U}) \right] = m \mu \frac{\partial \sigma_{\psi}}{\partial \tau}.$$
(2.25)

Аналогично для граничного условия (2.23)

$$\frac{2\pi hk(r_c)r_c}{\mu p_{\rm avr}} \left[ \frac{\partial}{\partial r} (\vec{p}\sigma_{\psi p} + \sigma_{\psi U}) \right]_{r=r_c} = \sigma_{\psi U}.$$
(2.26)

Второе граничное условие и дополнительное условие, согласно (2.19) и (2.21),

$$\left[\bar{p}\sigma_{\psi\rho} + \sigma_{\psi U}\right]\Big|_{r=r_{k}} = 0; \qquad (2.27)$$

$$\left[\left.\overline{p}\sigma_{\psi p}+\sigma_{\psi U}\right]\right|_{r=r_{c}}=\overline{p}(r_{c})\sigma_{\psi}^{2}+\sigma_{\psi U}, \qquad (2.28)$$

где

$$U=\frac{1}{2}\left(\psi^2-\sigma_{\psi}^2\right).$$

Решив уравление (2.25) с учетом условий (2.26) и (2.27), получим

$$\overline{p}(r)\sigma_{\psi p}(r) + \sigma_{\psi U}(r) = -\frac{\mu p_a}{\pi h}\lambda(r)\sigma_{\psi U}, \qquad (2.29)$$

откуда с учетом условий (2.28) и (2.26) найдем коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{\pi h}{\mu p_{\rm ar} \lambda(r_{\rm c})} = -\frac{\sigma_{\psi l'}}{\overline{p}(r_{\rm c}) \sigma_{\psi}^2 + \sigma_{\psi l'}}.$$
(2.30)

Выражение (2.5) совместно с равенством (2.20) позволяют определить пластовое давление на контуре питания скважины. Действительно, так как согласно условию (2.5)

$$M\{Q(t)\} = Q_0 + M\{\varphi(t)\} = Q_0 + Q_1,$$

а из уравнения (2.20)

$$Q_0 = M\{Q(t)\} + K\sigma_w^2$$

то

$$p_0^2 = p_1^2 + \sigma_{\psi}^2 + \frac{1}{\kappa} M\{Q(t)\}.$$
(2.31)

Таким образом, полученные формулы (2.30) и (2.31) позволяют прогнозировать пластовое давление газоконденсатных месторождений и коэффициент продуктивности скважины в виде алгоритма.

Для апробации полученных результатов были проведены специальные лабораторные исследования с моделированием пластовых условий по давлению и коллекторским свойствам пород. В качестве пористой среды с начальным градиентом давления использовали песок, карбонат и глину, взятые в определенных соотношениях. При фильтрации газа в таких пористых средах проявляется начальный градиент давления.

Исследования проводили на установке, схема которой показана на рис. 2.1. Пробу газа приготавливали в бомбе 4 с плавающим поршнем. Давление в бомбе 13 поднимали с помощью насоса 12 до определенного значения, и газ подавали в бомбу 4. Пористую среду моделировала колонка 6, затрамбованная подготовленной пористой средой. Эксперименты проводили на трех образцах, отличающихся проницаемостью, размерами и начальным давлением (табл. 2.1). Площадь фильтрации составляла 7,84 см<sup>2</sup>.

На каждом образце проведена серия экспериментов по следующей мето-



Рис. 2.1. Схема установки для изучения фильтрации в пластовых условиях: 1 – пресс; 2 – вентиль; 3 – счетчик; 4 – бомба с плавающим поршнем; 5 – манометр; 6 – колонка; 7 – дифференциальный манометр; 8 – газовые часы; 9 – сборный цилиндр; 10 – мерная емкость; 11 – термостат; 12 – насос; 13 – бомба

дике. Подготовленную газовую смесь из бомбы 4 (см. рис. 2.1) подавали в колонку 6. Создавалась установившаяся фильтрация газа через пористую среду. При таком режиме определяли параметры фильтрации. Затем в ходе эксперимента изменяли режимы фильтрации газа, поддерживая постоянное давление на входе пористой среды закачкой жидкости прессом в нижнюю часть бомбы 4, в которой газовая и жидкая фазы разделены плавающим поршнем. Режим фильтрации многократно меняли изменением расхода газа и давления на выходе колонки, при каждом режиме неустановившейся фильтрации газа снимали показания расхода газа и давления на выходе пористой среды.

Т	a	б	л	И	ц	а	2.1
---	---	---	---	---	---	---	-----

Параметры	образцов	для	моделирования	пластовых	условий
-----------	----------	-----	---------------	-----------	---------

Состав пористой среды	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Длина колон- ки, м
Глина (30 %), кварцевый песок (15 %), карбонат (30 %), кварцевая	0,009	1,02
пыль (25 %) Глина (25 %), кварцевый песок (15 %), карбонат (30 %), кварцевая	0,005	0,88
пыль (30 %) Глина (35 %), кварцевый песок (15 %), карбонат (30 %), кварцевая пыль (20 %)	0,007	0,80

Таким образом, на выходе пористой среды искусственно создавались флуктуации давления и дебита газа.

Для иллюстрации алгоритма прогнозирования приведем расчет давления на контуре питания (давления на входе пористой среды) по данным эксперимента (рис. 2.2). Средние дебит газа и давление на выходе пористой среды оценим по известным формулам:

$$M\{Q(t)\} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} Q(t); \quad M\{p(t)\} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} p(t), \quad (2.32)$$

где N – число исходных данных (в данном случае N = 70).

Флуктуации давления и дебита газа относительно средних значений вычислим по формулам

$$\varphi(t) = Q(t) - M\{Q(t)\}; \ \psi(t) = p(t) - M\{p(t)\}.$$
(2.33)

Далее вычислим дисперсии давления, МПа, на входе колонки и ковариации давления и дебита газа, МПа/(см<sup>3</sup>/с):

$$\sigma_{\psi}^{2} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N} \psi^{2}(t) = 1,25; \quad \cos\{\varphi\psi\} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N} \psi(t)\varphi(t) = -48.$$

Затем оценим ковариацию флуктуаций давления на выходе пористой среды с флуктуацией V(t), МПа<sup>3</sup>:



 $\operatorname{cov}\{\varphi V\} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N} \psi(t) V(t) = 0,65.$ 

Рис. 2.2. Флуктуации давления р и расхода Q газа

Табл	ица	2.2
------	-----	-----

Результаты	прогнозов	контурного	давления
------------	-----------	------------	----------

Номер экспери- мента	$M{Q(t)}, M{p(t) CM^3/c}$	$M\{p(t)\},$	}, <u>K·10 <sup>2</sup>,</u> см <sup>3</sup> /(МПа·с)	<i>р</i> <sub>пл</sub> ,	<b>6 6</b> /	
		МПа		расчетное	измеренное	0,%
1 2 3 4 5 6 7	120,4 101,5 178,6 161,1 107 14 219,5	18,2 24,5 18,1 12,7 7,7 2,4 18,2	2,1638 1,8974 2,2211 2,5098 3,1207 1,0666 4,3759	19,7 25,6 20,2 15 9,8 4,5 19,6	20 24,3 11,3 3,1 9,3 20,6 25,7	16,1 24,3 11,3 3,1 9,3 20,6 25,7

По формуле (2.30) определим коэффициент продуктивности, см<sup>3</sup>/(МПа·с):

$$K = \frac{48}{18, 2 \cdot 1, 25 + 0, 65} = 2,1668,$$

а по формуле (2.31) - пластовое давление, МПа:

$$p = \sqrt{331,24+1,25+120,4/2,1638} = 19,7.$$

Относительную погрешность оценим по точности прогнозов средней дисперсии:

$$\delta = \left| \frac{p_0 - p_{\text{ILR}}}{p_{\text{ILR}} - M\{p(t)\}} \right|.$$
(2.34)

Из результатов прогнозов контурного давления (табл. 2.2) следует, что описанный метод дает приемлемую погрешность по депрессии, что позволяет считать метод эффективным и при обработке промысловых данных.

Анализ результатов расчетов, проведенных по экспериментальным данным, показывает, что предложенная методика определения пластовых давлений газовых и газоконденсатных месторождений без остановки скважин дает положительные результаты с достаточной для практики точностью.

Среднее расхождение между значениями пластовых давлений, определенных по статистическим давлениям в процессе остановки скважин, и расчетных давлений, определенных по изменению устьевой информации, составляет в среднем 2,5 %.

Для проведения расчетов по результатам промысловых исследований по указанной методике необходимо располагать данными об изменении устьевого давления и дебита газа. Однако, учитывая, что при движении газа по стволу скважины потери давления на трение малы, а нестационарные процессы, возникающие при этом, затухают значительно быстрее, чем в пористой среде, можно принять

$$p_{y}(t) = p(r_{c}, t) \exp\left\{-\frac{0.3415\overline{p}H}{z_{cp}T_{cp}}\right\},$$
 (2.35)

где  $\overline{\rho}$  – относительная плотность газа (по воздуху); H – глубина скважины;  $z_{cp}$ ,  $T_{cp}$  – средние по стволу коэффициент сверхсжимаемости газа и температура соответственно.
Флуктуации давления в выражении (2.7) следует рассматривать теперь как флуктуации буферного давления на скважине.

Для определения пластовых давлений по устьевой информации проведены промысловые исследования по УКПГ-2 и УКПГ-7 скважин 102, 104, 108, 109, 114, 213, 223 Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Для этой цели в замерном пункте с изменением расхода каждой скважины создавали различные режимы работы и на каждом нестационарном режиме регистрировали дебиты скважин и устьевые давления. Измерения проводили круглосуточно. Таким образом, на каждой скважине было «снято» 50-60 точек (рис. 2.3).

В период проведения измерений конденсат в пластовых условиях был неподвижен, т.е. остаточный конденсат не нарушал равновесной конденсатонасыщенности. Это позволило проводить прогнозирование согласно описанной методике. В связи с отсутствием параметров состояния газа в стволе скважины, необходимых при определении статического давления на забое, прогнозировалось устьевое статическое давление. Из анализа результатов расчета устьевого статического и пластового давлений, приведенных в табл. 2.3, следует, что погрешность расчетов в среднем выше погрешности прогнозов по экспериментальным данным, что объясняется, возможно, более низкой точностью измерений давлений и дебитов, недостаточным объемом исходных данных, а также некоторым запаздыванием стабилизации дебита газа по отношению к аналогичному процессу для устьевого давления. Это запаздывание обусловлено тем, что дебит газа измеряли контрольным сепаратором, расположенным в нескольких километрах от скважин.

Преимущество предложенной методики заключается в том, что ее можно применять в случаях, когда нельзя остановить добывающие скважины. Для установления возможности применения методики и погрешности при определении давления проведено следующее.

1. Процесс смоделирован в лабораторных условиях, когда известны давление на контуре питания и изменение параметра на выходе образца. При различных нестационарных режимах фильтрации определены изменения дебита и



Рис. 2.3. График изменения устьевого давления py и дебита Q во времени в скв. 108 Оренбургского месторождения

Номер	$M(O(t)) = 10^{-3}$		K-104	<b>р</b> ст, 1	МПа	<i>р</i> <sub>пл</sub> , 1	МПа	
сква- жины	м /ч	<i>М{р<sub>y</sub>(t)}</i> , МПа	м <sup>3</sup> /(МПач)	расчет- ное	изме- ренное	расчет- ное	изме- ренное	δ, %
102 103 108 109 114 213 223	29,70 33,09 29,94 27,84 31,95 34,70 39,41	14,8 14,8 15,1 14,3 14,1 14,1 14,1 12,5	5,2807 9,9542 5,8097 4,0830 6,5257 7,9004 5,7686	16,4 15,9 16,8 15,6 15,7 15,6 14,7	16 16,1 16,3 16,2 16,3 15,5 15,2	19,9 19,9 20 19,7 19,8 19,7 18	10,4 19,5 19,4 19,3 - 19,3 18,6	33,1 15,6 45,1 18,6 26,9 4,2 11,5

Таблица 2.3 Результаты расчета устьевого статического и пластового давлений

давления на выходе образца. На основе этих данных по предложенной методике найдено давление на контуре, и полученный результат сопоставлен с истинным давлением. Таким образом определена погрешность методики.

2. По указанной методике вычислены пластовые давления в тех скважинах, для которых они были ранее определены при остановке скважин. После сопоставления результатов и нахождения погрешности методики установлено, что в обоих случаях погрешность при определении давления составляла 2,5 %.

При проведении оценочных расчетов описанный метод прогнозирования пластового давления эффективен, его можно успешно применять в нефтепромысловой практике.

# 2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОТАЮЩЕГО ИНТЕРВАЛА ПЛАСТА ПО УСТЬЕВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ПОЛУЧЕННОЙ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН

С помощью газогидродинамических методов исследования газовых и газоконденсатных скважин при нестационарных режимах фильтрации можно определить проводимость, проницаемость, пористость и другие параметры пласта. В настоящее время используют два метода: по кривым нарастания забойного давления; по кривым стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважин.

При обработке кривых нарастания давления в закрытых скважинах определяют параметры пласта.

Следует отметить, что обработка кривых нарастания давлений дает хороший результат, если разрабатываемый объект состоит из одного пласта. Если же он состоит из нескольких пластов, отличающихся по пористости, проницаемости, толщине и минералогическому составу, то указанный метод дает лишь усредненные параметры, не характеризующие отдельные пласты. Для рациональной разработки многопластовых месторождений большой

Для рациональной разработки многопластовых месторождений большой толщины (при наличии большого числа пропластков) необходимо знать уточненные параметры отдельных пластов.

Рассмотрим методику, дающую возможность оценить работающие толщины каждого пропластка при разработке многопластовых месторождений. С

целью ее апробации выделили несколько газоконденсатных скважин Оренбургского месторождения, на которых проводили исследовательские работы. В качестве примера на рис. 2.4 приведены кривые 1, 2, 3 восстановления давления (КВД) соответственно по скважинам 168, 107, 18. Характерная особенность – наличие горизонтальных участков (плато) на КВД, которые можно объяснить на основе следующей гидродинамической модели.

Рассмотрим фильтрацию газа в двухпластовой системе со слабопроницаемой глинистой перемычкой. Для радиально-симметричного пласта имеем линеаризованное уравнение

$$\beta_{i} \frac{\partial p_{i}^{2}}{\partial t} = \frac{k_{i}}{\mu} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial p_{i}^{2}}{\partial r} \right] + (-1)^{i+1} q_{n}, \qquad (2.36)$$

где β<sub>i</sub>, k<sub>i</sub> – упругоемкость и проницаемость *i*-го пласта соответственно; q<sub>п</sub> – плотность перетоков жидкости между пластами.

Для упрощения расчетов остановимся на случае, когда проницаемость одного пласта пренебрежимо мала по сравнению с проницаемостью второго, а упругоемкость второго пренебрежимо мала по сравнению с упругоемкостью первого. Пусть  $k_1 \ll k_2$  и  $\varepsilon = \beta_2/\beta_1 \ll 1$ , тогда система дифференциальных уравнений (2.36) сведется к виду



Рис. 2.4. Кривые восстановления забойного давления по скважинам Оренбургского месторождения

$$\begin{cases} \frac{\partial p_1^2}{\partial t} = \frac{1}{\beta_1} q_{\rm n}; \\ \epsilon_1 \frac{\partial p_2^2}{\partial t} = x \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial p_2^2}{\partial r} \right] - \frac{1}{\beta_1} q_{\rm n}; \\ q_{\rm n} = \frac{p_2^2 - p_1^2}{\tau} \beta_1, \end{cases}$$
(2.37)

(2.38)

где  $x = k_2/(\beta_1 \mu)$ .

Фильтрация жидкости в двухпластовой системе при сделанных предположениях соответствует случаю, когда основные запасы жидкости сосредоточены во втором пласте, а движение жидкости к скважине происходит по первому. Эти уравнения описывают также фильтрацию жидкости в трещинно-пористых средах.

При решении аналогичных задач обычно предполагают, что переток жидкости между пластами пропорционален перепаду давления между ними, согласно (2.38). Кривая восстановления давления в этом случае сначала резко возрастает до некоторого значения, а затем монотонно приближается к пластовому давлению. Если полностью пренебречь упругоемкостью второго пласта, то в начальный момент времени получим скачок забойного давления с последующим ростом до  $p_{u1}^2$ .

Задавая перетоки между пластами в виде (2.38), тем самым предполагаем, что равновесное состояние между перепадом давления в пластах и перетоками достигается мгновенно. В действительности равновесное состояние реализуется с некоторым запаздыванием в силу инерционности системы. Чтобы учесть запаздывание скорости перетоков по сравнению с изменением перепада давления между пластами, заменим выражение (2.38) идентификационным уравнением вида

$$T \frac{\partial q_{\mu}}{\partial t} + q_{\mu} = \frac{p_2^2 - p_1^2}{t} \beta_1, \qquad (2.39)$$

где Т – характерное время.

Пусть к моменту времени t = 0 распределение давления в системе было стационарным, соответствующим постоянному дебиту q. В момент времени t = 0 скважина закрывается. Поставленная задача сводится к решению системы уравнений (2.37), (2.39) с граничными и начальными условиями:

$$\pi \frac{k_2 h}{\mu} r \frac{\partial p_2^2}{\partial r}\Big|_{r=r_c} = 0; \quad p_1^2\Big|_{R=r} = p_2^2\Big|_{R=r} = p_{u,1}^2;$$
(2.40)

$$p_1^2\Big|_{t=0} = p_2^2\Big|_{t=0} = p_{n,1}^2 - \frac{q}{2\pi} \frac{\mu}{k_2 h} \ln \frac{R}{r}.$$

Перетоки жидкости между пластами определяются дифференциальным уравнением (2.39), причем  $q_n|_{t=0} = 0$ . Для сведения граничных условий к однородным введем новые функции  $p_i^*(r, t) - p_{n,1}^2$  (i = 1, 2).

Применив преобразования Лапласа по времени, с учетом уравнения (2.39) для изображения функций  $p_1^*$  и  $p_2^*$  получим

$$S\hat{p}_{1}^{*} + \frac{q\mu}{2\pi k_{2}h} \ln \frac{R}{r} = \frac{\hat{p}_{2}^{*} - \hat{p}_{1}^{*}}{t(TS+1)};$$

$$\epsilon\beta_{1} \left[S\hat{p}_{2}^{*} + \frac{q\mu}{2\pi k_{2}h} \ln \frac{R}{r}\right] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k_{2}}{\mu} r \frac{\partial \hat{p}_{2}^{*}}{\partial r}\right] \frac{\hat{p}_{2}^{*} - \hat{p}_{1}^{*}}{t(TS+1)}.$$
(2.41)

Исключим из последней системы дифференциальных уравнений функцию  $\hat{p}_{1}^{*}$ , тогда

$$\varepsilon \left[ S\hat{p}_{2}^{*} + \frac{q\mu}{2\pi k_{2}h} \ln \frac{R}{r} \right] = \frac{1}{\beta_{1}r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{k_{2}}{\mu} \frac{\partial \hat{p}_{2}^{*}}{\partial r} \right] - \frac{S\hat{p}_{2}^{*} + \left[ q\mu / (2\pi k_{2}h) \right] \ln(R/r)}{tS(TS+1)+1}.$$
(2.42)

Решение (2.42) будем искать в виде ряда по собственным функциям оператора Штурма – Лиувилля:

$$L_{p} = -\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left[ r \frac{k_{2}}{\mu} \frac{dp}{dr} \right]; \quad p_{r=r_{c}} = 0; \quad p_{r-R} = 0.$$
(2.43)

Можно показать, что разложение функции  $\ln(R/r)$  по собственным функциям оператора имеет вид

$$\frac{\mu}{k_2} \ln \frac{R}{r} = \sum_{i=1}^{\infty} \frac{p_i(r_c)}{\lambda_i} p_i(r),$$
(2.44)

где  $p_i(r)$  – нормированные собственные функции;  $\lambda_i$  – собственные числа.

Подставив выражения (2.43), (2.44) в уравнение (2.42), получим

$$\sum_{i=1}^{\infty} \left\{ \varepsilon \left( SC_i + \frac{q}{2\pi h} \frac{p_i(r_c)}{\lambda_i} \right) + \frac{\lambda_i C_i}{\beta_i} + \frac{SC_i + [q/(2\pi h)][p_i(r_c)/\lambda_i]}{tS(TS+1)+1} \right\} p_i(r_c) = 0. \quad (2.45)$$

Из последнего соотношения найдем коэффициенты разложения функции  $\hat{p}_2^*$ :

$$C_{i} = -\frac{q}{2\pi\hbar} \frac{p_{i}(r_{c})}{\lambda_{i}} \frac{\varepsilon[tS(TS+1)+1]+1}{(\varepsilon S+\lambda_{i}/\beta_{1})[\tau S(TS+1)+1]+1}.$$
 (2.46)

Тогда

$$\hat{p}_{2}^{*}(r_{c},S) = \frac{p_{\pi\pi}^{2}}{S} - \frac{q}{2\pi\hbar} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{1}^{2}}{\lambda_{i}} \frac{\epsilon[tS(TS+1)+1]+1}{(\epsilon S + \lambda_{i} / \beta_{1})[\tau S(TS+1)+1]+1}; \qquad (2.47)$$

$$U_{1}^{2} = p_{1}^{2}(r_{c}).$$

Для выявления особенностей КВД при наличии неравновесных перетоков остановимся на частном случае, когда  $\lambda_i t/\beta_1 \gg 1$ . Тогда из уравнения (2.47)

$$\widehat{p}_{2} = \frac{p_{n,1}^{2}}{S} - \frac{q}{2\pi\hbar} \left\{ \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{i}^{2}}{\lambda_{i}} \frac{\varepsilon}{\varepsilon S + \lambda_{i}/\beta_{1}} + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{i}^{2}}{\lambda_{i}} \frac{\varepsilon}{(\varepsilon S + \lambda_{i}/\beta_{1})Tt[S^{2} + S/T + 1/(Tt)]} \right\}.$$
(2.48)

113

В зависимости от соотношения между характерными временами стационарных и неравновесных перетоков t и T получим следующие выражения для КВД:

при t > 4T

$$p_{2} = p_{\pi\pi}^{2} - \frac{q}{2\pi\hbar} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{i}^{2}}{\lambda_{i}} \bigg[ A_{1} e^{-\lambda_{i}t/\beta_{2}} + \frac{1}{\epsilon T t} (A_{2} e^{-\alpha_{1}t} - A_{3} e^{-\alpha_{2}t}) \bigg]; \qquad (2.49)$$

при t = 4T

$$p_{2} = p_{n,n}^{2} - \frac{q}{2\pi\hbar} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{i}^{2}}{\lambda_{i}} \bigg[ B_{i} \mathrm{e}^{-\lambda_{i}t/\beta_{2}} + \frac{1}{\varepsilon T t} (B_{2} - B_{3}) \mathrm{e}^{-t/(2T)} \bigg]; \qquad (2.50)$$

при t < 4T

$$p_{2} = p_{\Pi,\Pi}^{2} - \frac{q}{2\pi\hbar} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{U_{i}^{2}}{\lambda_{i}} \bigg[ C_{1} \mathrm{e}^{-\lambda_{i}t/\beta_{2}} + \frac{1}{\varepsilon T t} (C_{2} \sin \Omega t + C_{3} \cos \Omega t) \mathrm{e}^{-t/(2T)} \bigg]; \qquad (2.51)$$

где

$$\alpha_{i} = \frac{1}{2T} + (-1)^{i} \sqrt{\frac{1}{Tt} \left(\frac{\tau}{4T} - 1\right)};$$
(2.52)

$$\Omega = \sqrt{\frac{1}{Tt} \left(\frac{\tau}{4T} - 1\right)}; \qquad (2.53)$$

 $A_i, B_i, C_i$  – дробно-рациональные функции относительно переменных 1/(2*T*),  $\lambda_i/\beta_2, \sqrt{[1/(Tt)][t/(4T)-1]}$ . Явный вид этих коэффициентов здесь не приводится в связи с громоздкостью выражений.

Анализ уравнений (2.49), (2.50) показывает, что при  $t \ge 4T$  и малых временах происходит интенсивный рост давления, затем его уменьшение до некоторого значения с последующим ростом до пластового. При этом с уменьшением эффекта неравновесности, т.е. при  $T \to 0$ , интервал немонотонности КВД также уменьшается, и в предельном случае T = 0 (равновесный переток) давление монотонно возрастает до  $p_{n,i}$ , что можно объяснить следующим образом. При запаздывании перетоков по сравнению с изменением перепада давления между пластами в начальный момент времени в высокопроницаемом пропластке происходит восстановление давления, как в изолированном пласте. Возникающий при этом перепад  $p_2^2 - p_2^1$  вызывает затем возрастающий отток жидкости из высокопроницаемого пропластка, вследствие чего давление в нем начинает падать, а в слабопроницаемом возрастать. По мере выравнивания давлений интенсивность перетоков уменьшается до нуля, и давление в системе вновь возрастает до  $p_{n,r}$ . В случае когда t < 4T, т.е. когда неравномерность превалирует над характерным временем перетоков, в системе могут возникнуть затухающие автоколебательные процессы.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СОВМЕСТНО РАБОТАЮЩИХ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ

В процессе разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений часто осуществляют совместную эксплуатацию нескольких пластов одной скважиной.

При гидродинамических исследованиях скважин, эксплуатирующих несколько пластов, используют скважинные расходомеры. Измеряя приток газа из каждого пропластка, можно определить работающую толщину в исследуемой скважине. Однако не всегда имеется возможность спустить расходомер в забой, иногда этому препятствует конструкция скважины.

Газогидродинамические исследования скважин позволяют получать необходимую информацию о состоянии скважины и продуктивного пласта. Наиболее полное представление о параметрах пласта в процессе его дренирования можно получить при исследованиях на нестационарных режимах, основанных на обработке кривых изменения давления. Однако следует отметить, что на кривую восстановления давления (КВД), снятую при промысловых исследованиях, влияет множество факторов, и она содержит в себе случайные ошибки (помехи). Для получения достоверных сведений о параметрах пласта необходимо осуществлять учет этих случайных помех с помощью вероятностностатистических методов обработки данных исследования скважин и пластов, имеющих повышенную помехоустойчивость.

Одним из таких методов обработки КВД является метод *детерминированных моментов*, обладающий высокой помехоустойчивостью и позволяющий идентифицировать сложные модели пластов.

Детерминированным моментом k-го порядка функции f(t) называют величину

$$\alpha_k = \int_0^\infty t^k f(t) dt.$$
 (2.54)

Если значение функции f(t) известно в дискретные моменты времени  $t_i$ , равностоящие с шагом  $\Delta t$ , то k-й момент  $\alpha_k$  вычисляют по формуле

$$\alpha_k = \int_0^\infty t_k^i f(t_i) dt.$$
 (2.55)

При снятии КВД определяют изменения p(t) – забойного давления, отсчитываемого от установившегося значения, и Q(t) – затухающего дебита скважины.

Методика определения параметров однородного пласта при условии линейного радиального притока газа к скважине заключается в следующем.

Вычисляют моменты:

$$\alpha'_{0} = \int_{0}^{\infty} [p_{un}^{2} - p^{2}(t)]dt; \quad \alpha'_{1} = \int_{0}^{\infty} t[p_{un}^{2} - p^{2}(t)]dt;$$
  
$$\beta'_{0} = \int_{0}^{\infty} Q(t)dt; \quad \beta'_{1} = \int_{0}^{\infty} tQ(t)dt. \quad (2.56)$$

При исследовании газовых скважин параметры пласта в случае линейного закона фильтрации (без учета реальных свойств газа) определяют по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = 1.6 \frac{\alpha_1' Q - \beta_1' \Delta p^2 - 8\beta_0' (\alpha_0' - \beta_0' \Delta p^2 / Q_0)}{\pi (\alpha_0' - \beta_0' \Delta p^2 / Q_0)^2} p_{a\tau}; \qquad (2.57)$$

$$\frac{R^2}{x} = \frac{16}{2.5} \frac{\alpha_1' Q_0 - \beta_1' \Delta p^2 - 8\beta_0' (\alpha_0' - \beta_0' \Delta p^2 / Q_0)}{\alpha_0' Q_0 - \beta_0' \Delta p^2} p_{a\tau},$$
(2.58)

где  $Q_0$  – дебит скважины до остановки, приведенный к стандартным условиям;  $\Delta p^2$  – установившаяся разность квадратов пластового и забойного давлений.

Пример. В табл. 2.4 приведена КВД в скв. 2 месторождения Северный Балкун. Установившийся дебит скважины составляет 782,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, установившаяся разность квадратов забойного и пластового давления равна 344,43 МПа<sup>2</sup>.

Обработку КВД проводили в предположении мгновенного притока к скважине после ее остановки, поэтому моменты  $\beta'_0$  и  $\beta'_1$  функции Q(t) в выражении (2.57) равны нулю. Положив  $\beta'_0 = \beta'_1 = 0$ , можно определить параметры пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1.6Q_0\alpha'_1p_{aT}}{\pi(\alpha'_0)^2}; \quad \frac{R^2}{x} = \frac{16\alpha'_1}{25\alpha'_0}.$$

Расчеты по формулам (2.57) дали:  $\alpha'_0 = 10^7$  МПа;  $\alpha'_1 = 18 \cdot 10^{10}$  МПа<sup>2</sup>, следовательно,  $kh/\mu = 82,98 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/(МПа·с),  $R^2/x = 125 \cdot 10^3$  с. Аналогичные расчеты были проведены и по другим скважинам месторождений Шатлык, Наип и Ачак (табл. 2.5).

Рассмотрим методику, позволяющую определять работающую толщину двух газоносных пластов, эксплуатируемых одной скважиной, по КВД и их суммарному дебиту до остановки скважины. При этом предположим, что приведенные контурные давления в обоих пластах равны. Для решения поставленной задачи применим метод детерминированных моментов.

Обозначим:  $p_i(r, t)$  – давление газа в *i*-м пласте (i = 1, 2) в точке r в момент времени t;  $p_x$  – давление на контуре питания;  $k_i$ ,  $h_i$ ,  $m_i$  – соответственно проницаемость, толщина и пористость *i*-го пропластка;  $\mu$  – вязкость газа;  $r_c$  – радиус скважины; R – радиус контура питания;  $p_0$  – атмосферное давление;  $\rho_0$  – плотность в атмосферных условиях;  $q_1$  – дебит *i*-го пласта до закрытия

Время, с	<i>р</i> <sub>3</sub> , МПа	$p_3^2$ , МПа <sup>2</sup>	Время, с	<i>р</i> " МПа	$p_3^2$ , MП $a^2$	Время, с	<i>р</i> ., МПа	$p_{3}^{2}, M\Pi a^{2}$
0 30 60 90 120 150 180 210 240 270 300	25,4 25,4 25,6 25,8 27,2 27,5 27,5 27,8 27,9 28,2 29,6 29,8	645,36 647,14 653,98 655,53 743,59 758,17 773,23 783,38 797,55 823,51 893,89	330 360 390 420 480 540 600 720 900 1200	30,0 30,1 30,2 30,3 30,3 30,3 30,4 30,4 30,4 30,4	901,02 908,11 913,73 917,48 922,38 923,87 924,59 924,59 925,32 925,32	1800 2700 3600 5400 7200 9000 12600 16200 27600 70200	30,4 30,3 30,3 30,3 30,3 30,3 30,3 30,3	924,59 923,87 923,87 923,12 922,38 922,38 922,38 922,38 922,38 922,38 922,38 922,38

Таблица 2.4 Параметры кривой восстановления давления

Месторождение	Номер	Расчет п	ю стандартной етодике	Расчет по п	редлагаемому году
	скважины	A	В	Α	B
Восточный Шатлык Ачак Северный Наип Северный Балкун	303 236 102 25 38 30 22 29 31 28 23 503 11 38 22	964 2027 4293 1560 1020 1965 2620 3321 3492 2315 626 141 253 53 60	0,0043 0,01 0,0032 0,006 0,0075 0,0023 0,0027 0,0045 0,0073 0,002 0,002 0,002 0,002 0,002 0,006 0,000052 0,00018 0,000006	1006,4 1995,0 4350,0 1515,1 1200,1 1901,3 2805,0 3410,0 3800,0 2390,0 815,0 188,3 247,6 136,24 82,98	0,0053 0,0093 0,0070 0,0055 0,0088 0,0044 0,0047 0,0071 0,0071 0,0046 0,0061 0,0030 0,00007 0,00005 0,00008
Примечание. /	$A = kh/\mu, \text{ MKM}^2 \cdot c$	м/(мПа·с); . 	$B = x/R^3$ , c <sup>-1</sup> .		

Таблица 2.5 Результаты определения параметров фильтрации

скважины;  $Q_i(t)$  – изменение дебита *i*-го пласта после закрытия скважины. Согласно графику изменения  $q_i$  и  $Q_i$  от времени (рис. 2.5),  $Q_i(0) = 0$ ,  $Q_i(t)|_{t\to\infty} = q_i$ .

Для упрощения последующих выкладок предположим, что дебит каждого пласта известен. В дальнейшем это предположение будет исключено, и при окончательных расчетах используем информацию только о суммарном дебите обоих пропластков. Поскольку определение работающей толщины скважины относится к задачам идентификации, для ее решения требуются дополнительные граничные условия.

Рассмотрим нестационарную фильтрацию газа из кругового пласта. Уравнение движения газа к скважине имеет вид

$$\frac{\partial p_i^2}{\partial t} = \frac{k_i p_i}{m_i \mu_i} \left[ \frac{\partial^2 p_1^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_1^2}{\partial r} \right].$$
(2.59)

Исследуем процесс восстановления давления в пласте. В этом случае начальные и граничные условия задаются следующим образом:

$$p_{i}(r, 0) = p_{\kappa}^{2} - \frac{\mu p_{a\tau} q_{i}}{\pi k_{i} h_{i} \rho_{c\tau}} \ln \frac{r_{\kappa}}{r_{c}}; \qquad (2.60)$$

$$\frac{\partial p_i^2}{\partial r}(r_{\rm c}, t) = p_{\kappa}^2 - \frac{\mu p_{\rm ar} q_i}{\pi k_i h_i \rho_{\rm cr} r_{\rm c}} [q_i - Q_i(t)]; \ p_2(r_{\kappa}, t) = p_{\kappa}^2. \tag{2.61}$$

Дополнительное условие:

$$p_{i}(r_{c}, t) = p_{\kappa}^{2} - \frac{\mu p_{aT} q_{i}}{\pi k_{i} h_{i} \rho_{cT}} \ln \frac{r_{\kappa}}{r_{c}} + f^{2}(t), \qquad (2.62)$$

где f(t) – известная функция времени, причем такая, что f(0) = 0,

$$f^{2}(t)\Big|_{t\to\infty} = p_{\kappa}^{2} - \frac{\mu p_{ar} q_{i}}{\pi k_{i} h_{i} \rho_{cr}} \ln \frac{r_{\kappa}}{r_{c}}.$$
 (2.63)

117





Рис. 2.5. Кривая изменения дебита после закрытия скважины (t<sub>зак</sub> – момент закрытия скважины)



Уравнение (2.59) – нелинейное относительно зависимой переменной. Приближенные методы – практически единственное средство его эффективного аналитического исследования. Самую широкую область применения имеет метод Л.С. Лейбензона. Он заключается в том, что вместо нелинейного уравнения (2.59) рассматривают линеаризованное уравнение относительно  $p_i^2$ , причем величину  $k_i p_i / (m_i \mu)$  принимают постоянной. Очевидно, при таком подходе p(x, t)должно заменяться некоторым характерным давлением  $\bar{p} = \text{const}$ , например  $\bar{p}$ =  $p_{\kappa}$ . Таким образом, предположим, что фильтрация газа описывается линейным по  $p^2$  уравнением

$$\frac{\partial p_i^2}{\partial t} = x_i \left[ \frac{\partial^2 p_i^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} \right], \tag{2.64}$$

где  $x_i = k_i p_{\kappa} / (\mu m_i)$ .

Проведя замену зависимой переменной

$$p_i(r_c, t) = p^2(r, t) - p_{\kappa}^2 + \frac{\mu p_{a\tau} q_i}{\pi k_i h_i \rho_{c\tau}} \ln \frac{r_{\kappa}}{r_c}, \qquad (2.64)$$

получим

$$\frac{\partial p}{\partial t} = x_i \left[ \frac{\partial^2 p_i^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right];$$
(2.66)

$$p_i(r, 0) = 0;$$
 (2.67)

$$\frac{\partial p_i}{\partial t}(r_{\rm c}, t) = -\frac{\mu p_{\rm ar}}{\pi k_i h_i r_{\rm c}} Q_i(t); \qquad (2.68)$$

$$p_i(r, t) = 0;$$
 (2.69)

$$p_1^2(r_c, t) = f^2(t) = \Delta p_0^2 - \Delta p_*^2(t) = \Delta p^2(t); \quad \Delta p_0^2 = \text{const.}$$
(2.70)

На рис. 2.6 приведена зависимость  $\Delta p^2(t)$  и показана величина  $\Delta p_0^2$  – разность квадратов давления перед закрытием.

Точка  $A_1$  соответствует разности  $p_{\kappa}^2 - [\mu p_{a\tau} q_i / (\pi k_i h_i \rho_0)] \ln(r_{\kappa} / r_c).$ 

Решение (2.66)–(2.69), связывающее  $\Delta p^2(t)$  с Q(t), в преобразованиях Лапласа имеет вид

$$\widehat{Q}_{i}(S) = -\frac{\pi k_{i} h_{i} \rho_{0} r_{c}}{\mu p_{0}} \sqrt{\frac{S}{x}} \left\{ \frac{k_{0}(a) I_{1}(b) + k_{1}(b) I_{0}(a)}{k_{0}(a) I_{0}(b) - k_{0}(b) I_{0}(a)} \right\} \Delta \widehat{p}(S),$$
(2.71)

где

$$a = \sqrt{\frac{s}{x_i}}R; \ b = \sqrt{\frac{s}{x_i}}r_c.$$

Разложим выражение в фигурных скобках в ряд по степени S. Известно, что

$$k_{0}(z) = -\ln\left(\frac{kz}{2}\right) + \frac{z^{2}}{4}\left(1 - \ln\frac{kz}{2}\right) + \frac{z^{4}}{4 \cdot 16}\left(\frac{3}{2} - \ln\frac{kz}{2}\right) + \dots;$$

$$k_{1}(z) = \frac{1}{z} + \frac{z}{2}\left(\ln\frac{kz}{2} - \frac{1}{2}\right) + \frac{z^{3}}{16}\left(\ln\frac{kz}{2} - \frac{5}{4}\right) + \frac{z^{2}}{6 \cdot 64}\left(\ln\frac{kz}{2} - \frac{5}{3}\right) + \dots;$$

$$I_{0}(z) = 1 + \frac{z^{2}}{4} + \frac{z^{4}}{4 \cdot 16} + \frac{z^{6}}{36 \cdot 64} + \dots;$$

$$I_{1}(z) = \frac{z}{2} + \frac{z^{3}}{16} + \frac{z^{5}}{6 \cdot 64} + \dots;$$
(2.72)

где k – некоторая постоянная величина.

Используя выражение (2.72) и пренебрегая членами, содержащими r<sub>c</sub> по сравнению с членами, содержащими R, получаем

$$\widehat{Q}_{i}(S) = \frac{\pi k_{i} h_{i} \rho_{0}}{\mu p_{0}} \left[ \frac{1 + \frac{R^{2}}{4x_{i}} S + \frac{R^{4}}{16x_{i}^{2}} S^{2} + \frac{1}{36} \frac{R^{6}}{16x_{i}^{3}} S^{3}}{1 + \frac{R^{2}}{4x_{i}} \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{R}{r_{c}}}\right) S + \frac{R^{4}}{64x_{i}^{2}} \left(1 - \frac{3}{2\ln \frac{R}{r_{c}}}\right) S^{2} + \frac{R^{4}}{36 \cdot 64x_{i}^{3}} \left(1 - \frac{3}{6\ln \frac{R}{r_{c}}}\right) S^{3}}{\frac{1}{\ln \frac{R}{r_{c}}}} \right] \times \frac{\Delta \widehat{p}^{2}(S)}{\ln \frac{R}{r_{c}}}.$$
(2.73)

Разложив знаменатель выражения (2.73) в ряд по S и умножив на числитель, имеем

$$\widehat{Q}_{i}(S) = \frac{\pi k_{i} h_{i} \rho_{0}}{\mu p_{0} \ln \frac{R}{r_{c}}} \left[ 1 + \frac{R^{2}}{4x_{i} \ln \frac{R}{r_{c}}} S + \frac{R^{4}}{16x_{i}^{2} \ln^{2} \frac{R}{r_{c}}} \left( 1 - \frac{5}{8} \ln \frac{R}{r_{c}} \right) S^{2} + \frac{R^{4}}{64x_{i}^{3} \ln^{3} \frac{R}{r_{c}}} \left[ \left( 1 - \frac{5}{4} \ln \frac{R}{r_{c}} + \frac{23}{54} \ln^{2} \frac{R}{r_{c}} \right) S^{3} \right] \right] \Delta p(S).$$

$$(2.74)$$

119

Обозначим

$$\frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R/r_c)} = a_i; \quad \frac{\pi k_i h_i \rho_0 R^2}{\mu p_0 \ln(R/r_c) 4x_i \ln(R/r_c)} = b_i;$$

$$\frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R/r_c)} \frac{R^4}{16x_i^2 \ln^2(R/r_c)} \left(1 - \frac{5}{8} \ln \frac{R}{r_c}\right) = c_i; \quad (2.75)$$

$$\frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R/r_c)} \frac{R^4}{64 x_i^3 \ln^3(R/r_c)} \left(1 - \frac{5}{4} \ln \frac{R}{r_c} + \frac{23}{54} \ln^2 \frac{R}{r_c}\right) = d_i.$$

С учетом обозначений (2.75) формула (2.74) примет вид

$$\widehat{Q}_{i}(S) = \left\{ a_{i} + b_{i}S + c_{i}S^{2} + d_{i}S^{3} + \dots \right\} \Delta \widehat{p}(S).$$
(2.76)

При совместной работе двух пластов, эксплуатируемых одной скважиной, дебит равен сумме дебитов каждого пропластка, т.е.

$$\widehat{Q}_{i}(S) = Q_{1}(S) + Q_{2}(S) = \left\{ \sum a_{i} + S \sum b_{i} + S^{2} \sum c_{i} + S^{3} \sum d_{i} + ... \right\} \Delta p^{2}(S) = \\ = \left\{ a + bS + cS^{2} + dS^{3} + ... \right\} \Delta \widehat{p}^{2}(S).$$
(2.77)

Рассмотрим функции Q(t) и  $\Delta p(t)$ . Преобразование Лапласа от  $\Delta p^2(t)$  можно разложить в ряд по степеням S:

$$\Delta p^{2}(t) = \Delta p_{0}^{2} - \Delta p_{*}^{2}(t);$$

$$\Delta \hat{p}^{2}(S) = \frac{\Delta p_{0}^{2}}{S} - \int_{0}^{\infty} \left(1 - St + \frac{S^{2}t^{2}}{2} - \frac{S^{3}t^{3}}{6} + \dots\right) \Delta p_{*}^{2}(t) dt =$$

$$= \frac{\Delta p_{0}^{2}}{S} - \int_{0}^{\infty} \Delta p_{*}^{2}(t) dt + S \int_{0}^{\infty} t \Delta p_{*}^{2}(t) dt - \frac{S^{2}}{2} \int_{0}^{\infty} t^{2} \Delta p_{*}^{2}(t) dt + \dots =$$

$$= \frac{\Delta p_{0}^{2}}{S} - \alpha_{0} + \alpha_{1}S - \alpha_{2} \frac{S^{2}}{2} + \dots \qquad (2.78)$$

Поскольку приток газа после остановки скважины незначителен, будем считать, что  $Q(t) = f(tq) = f[t(q_1+q_2)]$ . Следовательно,

$$\widehat{Q}(S) = q/S. \tag{2.79}$$

Подставив выражение (2.78), (2.79) в уравнение (2.77) и перемножив полиномы, получим

$$\frac{q}{S} = a \frac{\Delta p_0^2}{S} - (\alpha_0 a - \Delta p_0 b) + (\alpha_1 a - \alpha_0 b + \Delta p_0^2 c)S - (\alpha_2 a - \alpha_1 b + 2\alpha_0 c - 2\Delta p_0^2 \alpha) \frac{S^2}{2} + \dots$$
(2.80)

Для определения *a*, *b*, *c* и *d* приравняем в выражении (2.80) члены справа и слева при одинаковых степенях S:

$$q = a\Delta p_0^2; \quad 0 = \alpha_0 a - \Delta p_0^2 b;$$

$$0 = \alpha_1 a - 2\alpha_0 b + \Delta p_0^2 c; \qquad (2.81)$$
  
$$0 = \alpha_2 a - 2\alpha_1 b + 2\alpha_0 c - 2\Delta p_0^2 d.$$

Разрешив систему (2.81) относительно *a*, *b*, *c* и *d*, с учетом обозначений (2.75) имеем

$$\sum_{i=1}^{2} \frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R/r_c)} = \frac{q}{\Delta p_0}; \qquad (2.82)$$

$$\sum_{i=1}^{2} \frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu \rho_0 \ln(R/r_c)} \frac{R^2}{4x_i \ln(R/r_c)} = \frac{q}{\Delta p_0}; \qquad (2.83)$$

$$\sum_{i=1}^{2} \frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R/r_c)} \frac{R^4}{16 x_i^2 \ln^2(R/r_c)} = \frac{\alpha_0^2 q - \alpha_1 q \Delta p_0^2}{(\Delta p_0^2)^3} \left[ \frac{8}{8 - 5 \ln(R/r_c)} \right];$$
(2.84)

$$\sum_{i=1}^{2} \frac{\pi k_i h_i \rho_0}{\mu p_0 \ln(R / r_c)} \frac{R^4}{64 x_i^3 \ln^3(R / r_c)} = \frac{\alpha_2 q \Delta p_0^2 - 2\alpha_0 \alpha_1 \Delta p_0 + 2\alpha_0^3 q}{(\Delta p_0^4)^4} \left[ \frac{108}{108 - 135 \ln(R / r_c) + 46 \ln^2(R / r_c)} \right].$$
 (2.85)

Введем следующие обозначения:

$$\frac{R^2}{4x_i \ln(R/r_c)} = Y_i; \ \frac{q}{\Delta p_0^2} = A; \ \frac{\alpha_0 q}{(\Delta p_0^2)^2} = B;$$
(2.86)

$$\frac{\alpha_0^2 q - \alpha_1 q \Delta p_0^2}{(\Delta p_0^2)^3} \left[ \frac{8}{8 - 5 \ln(R/r_c)} \right] = C;$$
(2.87)

$$\frac{\alpha_2 q (\Delta p_0^2)^2 - 2\alpha_0 \alpha_1 q \Delta p_0^2 + 2\alpha_0^3 q}{2(\Delta p_0^2)^4} \left[ \frac{108}{108 - 135 \ln(R/r_c) + 46 \ln^2(R/r_c)} \right] = D.$$
(2.88)

В этих обозначениях система (2.84) примет вид

$$\begin{cases} a_1 + a_2 = A; & a_1y_1 + a_2y_2 = B; \\ a_1y_1^2 + a_2y_2^2 = C; & a_1y_1^3 + a_2y_2^3 = D. \end{cases}$$
(2.89)

В системе (2.89) искомыми переменными являются  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $y_1$  и  $y_2$ . Разрешив ее относительно этих переменных, получим

$$a_{1} = \frac{A}{2} \left[ 1 + \frac{\theta}{\sqrt{(1+\theta^{2})}} \right]; \quad a_{2} = \frac{A}{2} \left[ 1 - \frac{\theta}{\sqrt{(1+\theta^{2})}} \right];$$
$$y_{1} = \frac{B}{A} + \frac{1}{A} \left\{ \sqrt{(AC - B^{2})} \left[ \sqrt{(\theta^{2} + 1) - \theta} \right] \right\};$$
$$y_{2} = \frac{B}{A} - \frac{1}{A} \left\{ \sqrt{(AC - B^{2})} \left[ \sqrt{(\theta^{2} + 1) + \theta} \right] \right\},$$
(2.90)

где

$$Q = (3ABC - 2B^3 - A^2D) / [2(AC - B^2)^{3/2}].$$
 (2.91)

121

Для определения работающей толщины каждого пласта рассмотрим произведение

$$a_i y_i = \frac{\pi k_i h_i \rho_0 R^2}{\mu p_0 \ln(R/r_c) 4 x_i \ln(R/r_c)}.$$
 (2.92)

Использовав (2.72), найдем

$$a_i y_i = \frac{\pi k_i h_i \rho_0 R_j^2 m_i}{\mu p_0 \ln^2 (R / r_c) p_{\kappa}}.$$
 (2.93)

Отсюда

$$h_i m_i = \frac{4\rho_0 \ln^2(R/r_c)p_\kappa}{\pi \rho_0 R^2} d_i y_i.$$
(2.94)

При наличии оценки пористости *i*-го пласта по формуле (2.94) можно найти *h<sub>i</sub>*.

Из предыдущих выкладок очевидно, что точность определения работающей толщины пласта методом детерминированных моментов зависит от точности измерения пластового давления  $p_{\rm x}$ . Процесс восстановления давления в пласте идет довольно долго. Обычно давление полностью восстанавливается за период, измеряемый сутками и даже десятками суток. Однако, как правило, процесс восстановления давления обрывают через 10–15 ч, когда забойное давление еще не полностью восстановилось до пластового. В этом случае возникает задача оценки установившегося давления  $p_{\rm x}$  по измерениям забойного давления в условиях неполного его восстановления. При достаточно больших t процесс восстановления давления хорошо описывается выражением вида

$$p(t) = p_{\kappa} - \Delta p_0 e^{-\alpha t}. \tag{2.95}$$

Допустим, что измерения проводят через равный шаг по времени этом случае выражение (2.95) в дискретной форме для *j*-й точки имеет вид

$$p_j = p_{\kappa} - \Delta p_0 \mathrm{e}^{-\alpha_j \Delta}. \tag{2.96}$$

Аналогично для (*j*-1)-й и для (*j* + 1)-й точек:

$$p_j = p_{\kappa} - \Delta p_0 \mathrm{e}^{-\alpha_j (j-1)\Delta}; \qquad (2.97)$$

$$p_j = p_{\kappa} - \Delta p_0 \mathrm{e}^{-\alpha_j(j+1)\Delta}. \tag{2.98}$$

Вычтя выражение (2.96) из (2.81) и из (2.97), получим

$$p_{j+1} - p_0 = \Delta p_0 e^{-\alpha_j \Delta} (1 - e^{-\alpha \Delta}); \qquad (2.99)$$

$$p_{j=1} - p_0 = \Delta p_0 e^{-\alpha_j \Delta} (1 - e^{-\alpha \Delta}). \qquad (2.100)$$

Разделив (2.99) на (2.100) и просуммировав по ј, найдем

$$e^{-\alpha\Delta} = \frac{1}{m-2} \sum_{j=2}^{m-1} \frac{p_{j+1} - p_j}{p_j - p_{j-1}}.$$
 (2.101)

Одновременно, согласно выражениям (2.98) и (2.96),

$$p_{\kappa} = \frac{1}{(m-1)(1-e^{-\alpha\Delta})} \sum_{i=1}^{m-1} (p_{i+1} - p_i e^{-\alpha\Delta}). \qquad (2.102)$$

Формулы (2.101), (2.102) позволяют оценивать пластовое давление при неустановившихся режимах фильтрации.

Пример. Рассмотрим КВД, снятую на скв. 168. В результате расчета было получено, МПа<sup>2</sup>·с:  $\alpha_0 = 0,21558 \cdot 10^5$ ;  $\alpha_1 = 1,62542 \cdot 10^8$ ;  $\alpha_2 = 19,07365 \cdot 10^{11}$ .

Подставив значения  $p_0^2 = 25,3$  МПа<sup>2</sup>,  $Q = 788,8 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/сут в формулы (2.81), получим:  $a = 36,0426 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{MПa·c}); b = 30,7075 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{MПa·c}); c = 205,3569 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3 \cdot c/\text{MПa}; d = 1972,35894 \cdot 10 \text{ м}^3 \cdot c^2/\text{MПa}.$ Предельное значение  $\ln(R/r_c)$ , при котором данную скважину можно рас-

сматривать как эксплуатирующую два пропластка, определим по формулам

$$\eta = b^2/(ac); \ln(R/r_c)_{np} = 8(\eta - 1)(5\eta).$$

Предположив, что R = 1000 м,  $\rho = 0.1$  м, выберем  $\ln(R/r_c) = 9.2$ . Подставив это значение в выражение (2.93) и решив, получим

$$A_{1} = \frac{\pi}{\ln(R/r_{c})} \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{1} = 32,5684 \cdot 10^{-10} \text{ m}^{3}/(\text{M}\Pi \text{a} \cdot \text{c});$$

$$A_{2} = \frac{\pi}{\ln(R/r_{c})} \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{2} = 3,5171 \cdot 10^{-10} \text{ m}^{3}/(\text{M}\Pi \text{a} \cdot \text{c}); \left[\frac{R^{2}}{4x \ln(R/r_{c})}\right]_{1} = 0,6259 \cdot 10^{-3};$$

$$\left[\frac{R^{2}}{4x \ln(R/r_{c})}\right]_{2} = 2,9462 \cdot 10^{-3}.$$

Так как  $k_i = pk_i/(m_i\mu_i)$ , то  $m_1h_1 = 0,379 \cdot 10^{-1}$  м,  $m_2h_2 = 0,195 \cdot 10^{-1}$  м. Приведенный расчет был выполнен для ряда скважин Оренбургского месторождения (табл. 2.6). Как видно, только в скв. 168, 107 фильтрация газа осуществляется в двух пропластках. В остальных скважинах характер фильтрации не позволяет по предложенной методике выделить отдельно работающие пласты. В табл. 2.6  $B_1 = \pi R^2 m_1 h_1 / [4p \ln^2(R/r_c)]; B_2 = \pi R^2 m_2 h_2 / [4p \ln^2(R/r_c)].$ 

Анализ КВД, полученных в результате исследований скважин и при лабораторных исследованиях, показывает, что в разрезе выбранных скважин одновременно разрабатывается несколько пропластков, для которых характерен начальный градиент давления. В приведенной методике для определения работающей толщины не учитываются влияние начального градиента давления на изменение работающей толщины и число работающих пропластков. Для определения параметров работающих пропластков с учетом начального градиента давления необходимо внести изменения в разработанную методику вычисления параметров пласта и методику исследования скважин.

КВД, снятые в добывающих скважинах Оренбургского газоконденсатного месторождения (см. рис. 2.4), отличаются от обычных, т.е. процесс восстановления давления ступенчатый. Такая форма КВД характерна для всех исследованных скважин этого месторождения. Ступенчатость восстановления давления можно объяснить наличием градиента давления в работающих пропластках.

Несмотря на то, что вертикальный разрез продуктивной толщи условно разделен на четыре пачки, можно предположить на основе геологических исследований, что в вертикальном разрезе имеется много пропластков, различаю-

Таблица 2.6 Данные для расчета коэффициентов полинома

Номер скважи- ны	А <sub>1</sub> -10 <sup>10</sup> , м <sup>3</sup> ∕(МПа⋅с)	А₂·10 <sup>10</sup> , м <sup>3</sup> ∕(МПа·с)	В <sub>1</sub> ·10 <sup>13</sup> , м <sup>3</sup> ∕(МПа·с)	<i>B</i> <sub>2</sub> ·10 <sup>13</sup> , м <sup>3</sup> ∕(МПа·с)	$\left(\ln\frac{R}{r_{\rm c}}\right)_{\rm up}$	т <sub>1</sub> h <sub>1</sub> , м	т <sub>2</sub> h <sub>2</sub> , м
168 107	32,56 9,54	3,51 18,52	20,4 54,7	10,3 7,13	14,2 19,2	0,0379 0,1028	0,0195 0,017
106 133 163 133 147 147 410 104 234 168 144 18Д 116	28,31 102,95 34,06 128 21,69 23,07 11,51 73,8 12,02 50,09 4,04 35,68 4,52		0,94 531,9 69,74 251,5 18,96 20,88 40,2 10,51 55,77 39,11 72,49 160,57 85,44	-	3 3 2,7 5 3 1,51 1,50 2,21 2,72 3,9 4,5 3,4	0,0017 0,9979 0,1308 0,4718 0,0355 0,0392 0,0754 0,0197 0,1043 0,0733 0,1360 0,3013 0,1603	-

щихся по проницаемости, толщине, минералогическому составу и начальному градиенту давления. И не исключена возможность, что с изменением перепада давления на забое скважины изменяется работающая толщина пласта, т.е. число работающих пропластков.

Отметим, что после закрытия скважины по мере восстановления давления уменьшается перепад давления и наступает момент, когда существующий перепад давления становится недостаточным для фильтрации газа в некоторых пропластках. В таких случаях эти пропластки отключаются.

После отключения пропластков на КВД образуются ступени, которые можно объяснить замедлением процесса восстановления давления в стволе скважины. Поскольку каждая ступень на КВД соответствует отключению определенного пропластка, то число ступеней на КВД соответствует числу работающих пропластков.

Для подтверждения указанного предположения в лабораторных условиях были проведены исследования на линейных моделях. Исследование проводилось на лабораторной установке (рис. 2.7). Моделирование осуществляли с учетом одновременной эксплуатации двух пластов. Газоконденсатную систему приготавливали в поршневом контейнере 2 при p = 25 МПа и t = 30 °C. Колонки 3 и 4, моделирующие работающие пласты, были заполнены смесью кварцевого песка, кварцевой пыли и глины с остаточной водонасыщенностью (30 %).

Колонка 5, имитирующая скважину, была подсоединена к выходу колонок 3 и 4. Проницаемости образцов, измеренные при p = 1 МПа, составляли соответственно  $k_1 = 0.5 \cdot 10^{-15}$  и  $k_2 = 0.1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Давление в системе поднималось до p = 25 МПа, а затем осуществлялась фильтрация при определенном перепаде давления в обеих колонках. Установившаяся фильтрация газоконденсатной системы осуществлялась при поддержании постоянного контура давления (закачкой жидкости прессом 1 в контейнер 2). Расход газа измеряли газовыми часами 8. Затем закрывали выход колонки 5 вентилем 6 и снимали КВД. Далее через определенное время (до выхода процесса на стационарное состояние) колонка 4 отключалась выходным вентилем. В дальнейшем давление восстанавливалось при отключении одной колонки. Это исследование аналогично случаю отключения одного пласта при одновременной эксплуатации двух пластов. Рис. 2.7. Схема лабораторной установки моделирования фильтрации газоконденсатной смеси



Давление, измеренное манометром 7, принято за забойное, так как длина колонки 5 составляет всего 80 см.

В лабораторных условиях создание больших перепадов давления в процессе снятия КВД затруднено ввиду малой длины образцов и большой проницаемости. При малых перепадах давления процесс восстановления давления происходит за очень короткий промежуток времени, поэтому в начальном участке КВД трудно выделить отключающиеся пропластки. В связи с этим в опытах применяли двухпластовую модель.

Сопоставление одной из характерных кривых, построенной на основе полученных результатов лабораторных исследований по снятию КВД (рис. 2.8), с кривыми, полученными в результате исследований скважин (см. рис. 2.4), показывает, что характер изменения КВД идентичен.

Промысловые КВД условно разделены на отдельные зоны, характеризующие процесс отключения работающих пропластков, в соответствии с полученными экспериментальными КВД. Кривая 2, показанная на рис. 2.4, по характеру изменения разбита на три участка. При определенном перепаде давления на первом участке (до точки A) газ отбирается из трех пропластков. При перепаде



Рис. 2.8. Кривая восстановления забойного давления в неоднородном пласте

давления, соответствующем  $p_3^2 = 370 \text{ MHa}^2$ , отключается один пласт и на участке *AB* газ отбирается из двух пропластков. В точке *B* отключается еще один пропласток, и на участке *BC* работает только один пропласток. Таким образом, КВД, представленные на рис. 2.4, можно разбить на отдельные участки, соответствующие числу работающих пропластков.

Анализ этих кривых показывает, что в разрезе выбранных скважин в зависимости от перепада давления переток газа осуществляется из нескольких пропластков. Во всех пропластках имеется градиент давления, ниже которого переток газа отсутствует.

В разработанной методике для определения толщины работающей части пласта с применением детерминированных моментов не учитывается влияние начального градиента давления по КВД, поэтому применение указанной методики не дает положительных результатов. Для определения параметров работающих пропластков требуются особые исследования, которые должны проводиться в определенной последовательности.

Рассмотрим КВД, снятую в скв. 107 (кривая 2 на. рис. 2.4). После снятия КВД в скважине создается установившийся режим при забойном давлении (перепаде давления), соответствующем точке A. Затем, измерив Q и  $p_y$ , закрывают скважину и снимают КВД (до точки C). Устанавливают режим работы скважины при забойном давлении, соответствующем точке B. Измеряя Q и  $p_y$ , вновь закрывают скважину и строят КВД (до точки C).

Таким образом, последовательно получают три КВД, для каждой из которых имеются начальные параметры. Обрабатывая отдельно каждую КВД, можно определить параметры пропластков.

Следует отметить, что методом детерминированных моментов были определены параметры образцов по КВД, снятым в лабораторных условиях. Однако создание начальных градиентов давления в лабораторных условиях также не дало положительных результатов. Несмотря на одновременную работу двух образцов с разными параметрами, результаты расчетов показывают, что фильтрация газа происходит через один образец.

Таким образом, проведенные лабораторные исследования также подтверждают влияние начального градиента давления на процесс фильтрации.

# 2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ, НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

При освоении газовых и газоконденсатных месторождений наклонными и горизонтальными скважинами необходимы соответствующие аналитические методы для определения забойного давления по известному устьевому и его распределения по стволу. В действующих в настоящее время регламентирующих документах и инструкциях [85] отсутствуют аналитические методы определения забойных давлений в наклонных и горизонтальных скважинах.

Методика определения забойного давления горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин зависит от различных факторов: в частности, от конструкции, профиля ствола, состава добываемой продукции, структуры потока и др.

На практике согласно [12] встречаются три типа горизонтальных скважин, в частности: с большим радиусом кривизны, т.е.  $R \ge 300$  м, со средним  $40 \le \le R \le 100$  м и с малым радиусом кривизны  $4 \le R \le 6$  м. Схематично эти скважины показаны соответственно на рис. 2,9, *a*, *b*, *b*. Для наклонных и отмеченных трех типов горизонтальных скважин методы определения забойного давления зависят не только от профиля таких скважин, но и от диаметра, длины фонтанных труб в них. Кроме того, на давление существенно влияет наличие жидкости в потоке газа.

С учетом этих факторов ниже предложены приближенные аналитические методы определения забойного давления.

При разработке методов определения забойного давления в горизонтальных газовых и газоконденсатных скважинах использованы теоретические основы движения газа и газоконденсатной смеси по вертикальным, наклонным и горизонтальным трубам, выполненные в работах [60, 61] и др. Для вертикальных газовых скважин эти работы обобщены и доведены до уровня «делай, как я» в работе [85].

Достоверность определяемых значений забойных давлений горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин зависит не только от степени учета разных факторов, но и от метода решения поставленной задачи. К настоящему времени для вертикальных и наклонных газовых и газоконденсатных скважин, а также для горизонтальных труб рекомендованы приближенные методы расчета давлений с приемлемой точностью для газовых потоков, а также для газожидкостных потоков, с дисперсной, дисперсно-кольцевой и кольцевой структурой. Получить более точное решение исследуемой задачи с учетом изменения свойств газожидкостного потока по длине ствола и фазовых переходов можно численно с применением ЭВМ. Однако использование даже численного решения не исключает погрешностей, обусловленных структурой потока, отсутствием истинных значений коэффициентов гидравлического сопротивления и газо-

a



Рис. 2.9. Схемы горизонтальных скважин

содержания, необходимых замыкающих соотношений по изменению температуры потока, а также сверхсжимаемостью и т.д.

В связи с этим в данном подразделе рассмотрены методы расчета забойного давления наклонных и горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин, с приемлемой для практики точностью, аналогично методам, предложенным для вертикальных скважин [85].

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЕ

Согласно [85], формула для определения забойного давления в вертикальной скважине имеет вид

$$p_{a} = \sqrt{p_{y}^{2} e^{2S} + \theta Q^{2}}, \qquad (2.103)$$

где

$$S = 0,03415 \,\overline{\rho} H / z_{\rm cp} T_{\rm cp}; \qquad (2.104)$$

$$\theta = 0,01414 \cdot 10^{-10} \lambda \, \frac{z_{\rm cp}^2 T_{\rm cp}^2}{d^5} \, (\dot{\rm e}^{2S} - 1), \qquad (2.105)$$

где  $p_y$  – устьевое давление, МПа;  $\bar{\rho}$  – относительная плотность газа; Q – дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут; H – глубина скважины, м;  $z_{cp}$  – средний по стволу скважины коэффициент сверхсжимаемости газа, определяемый для условий  $T_{cp} = (T_y + T_3)/2$  ( $T_{cp}$  – средняя температура газа по стволу скважины) и  $p_{cp} = (p_y + p_3)/2$ ;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления труб; d – внутренний диаметр фонтанных труб, м.

Из формулы (2.103) следует, что на забойное давление влияют сила тяжести, создаваемая столбом газа и выражаемая через  $p_y^2 e^{2S}$ , и скоростной напор, связанный с движением газа по стволу скважины и выражаемый через  $\theta Q^2$ . Давление, создаваемое столбом газа, зависит от состава газа и глубины забоя, независимо от того, достигнута ли эта глубина путем вертикального бурения или обусловлена наклонным профилем ствола.

Давление, связанное со скоростным напором, зависит от протяженности участка, по которому движется газ, от конструкции, структуры потока, его состава и т.д. Следовательно, для заданной структуры потока, конструкции и других параметров при наклонном стволе увеличивается по сравнению с вертикальным профилем длина, и поэтому растут потери давления от забоя до устья.

С учетом изложенного забойное давление в наклонной скважине, конструкция которой показана на рис. 2.10,

$$p_{_{3,H}} = \sqrt{p_{_{HCK}}^2 e^{2S_{_{H}}} + \theta_{_{H}} Q^2}, \qquad (2.106)$$

где

$$p_{\mu c\kappa} = \sqrt{p_y^2 e^{2S_{\mu c\kappa}} + \theta_{\mu c\kappa} Q^2}; \qquad (2.107)$$

128

Рис. 2.10. Профиль наклонной скважины, рекомендованный ВНИИГазом при кустовом размещении



$$S_{\mu c\kappa} = 0,03415 \frac{\overline{\rho}H}{z_{cp.Hck}T_{cp.Hck}};$$
 (2.108)

$$\theta_{\mu c\kappa} = 0,01414 \cdot 10^{-10} \lambda \, \frac{z_{cp.\,\mu c\kappa}^2 T_{cp.\,\mu c\kappa}^2}{d^5} \, (e^{2S_L} - 1), \qquad (2.109)$$

*p*<sub>иск</sub> – давление в сечении от искривленной части к наклонной, МПа; *H* – вертикальная глубина вертикальной и искривленной частей скважины, м:

$$H = H_{\rm B} + H_{\rm HCK}. \tag{2.110}$$

 $T_{\rm ср.иск} = (T_{\rm B} + T_{\rm иск})/2$  – средняя температура газа по вертикальной и искривленной частям ствола скважины;  $z_{\rm ср.иск}$  – средний по стволу скважины коэффициент сверхсжимаемости газа, определяемый для условий  $T_{\rm ср.иск}$  и  $p_{\rm cp} = (p_{\rm y} + p_{\rm иск})/2$ ;  $S_L$  – показатель степени для вертикальной и искривленной длины:

$$S_{L} = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{z_{cp.MCK} T_{cp.HCK}}.$$
 (2.111)

Здесь L – длина ствола, определяемая как сумма длины вертикальной части ствола, равной  $L_{\rm B} = H_{\rm B}$ , и длины искривленного участка:

$$L = L_{\rm B} + L_2. \tag{2.112}$$

При искривлении ствола под определенным радиусом кривизны R

$$L_2 = 2\pi R\alpha/360, \qquad (2.113)$$

где α – угол охвата заданного отклонения ствола от вертикали, определяющий максимальное отклонение забоя от вертикали при заданной глубине залегания пласта (градусы).

Значение Н<sub>иск</sub> можно вычислить по известным параметрам:

$$H_{\rm HCK} = R \sin \alpha. \tag{2.114}$$

Показатель степени для наклонной части скважины

$$S_{\rm H} = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L_3 \sin\beta}{z_{\rm cp,\,\rm H} T_{\rm cp,\,\rm H}},\tag{2.115}$$

где  $L_3$  – длина наклонной части ствола;  $z_{\rm cp.h}$  – средний по наклонной части ствола скважины коэффициент сверхсжимаемости газа, определяемый для условий  $T_{\rm cp.h}$  и  $p_{\rm cp} = (p_{\rm нсk} + p_{\rm 3.h})/2$ ;  $T_{\rm cp.h} = (T_{\rm нсk} + T_{\rm 3.h})/2$  – средняя температура газа по наклонной части ствола скважины.

Величину θ<sub>н</sub> можно определить по формуле

$$\theta_{\mu} = 0,01414 \lambda \frac{z_{cp.\pi}^2 T_{cp.\mu}^2}{d^5 \sin \beta} (e^{2S_{\mu}} - 1). \qquad (2.116)$$

Радиус кривизны

$$R = \frac{(H_1 + H_{\text{MCK}}) \operatorname{tg} \alpha - A}{\sin \alpha \operatorname{tg} \alpha (1 - \cos \alpha)}, \qquad (2.117)$$

где  $H_1 + H_{иск} = H - H_{B}$ ; A – задаваемое проектировщиком расстояние от забоя до вертикали (ВНИИГазом в проекте Уренгойских скважин было принято A = 150 м).

В зависимости от выбранной конструкции наклонной скважины значения  $H_{\rm B}$ ,  $H_{\rm иск}$  и  $H_1$  и соответственно  $L_{\rm B}$ ,  $L_2$  и  $L_3$  могут быть равны нулю или весьма незначительны. В этих случаях формулы (2.106)–(2.117) должны быть упрощены.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Определение забойного давления с достаточно высокой точностью имеет более существенное значение при проектировании разработки с горизонтальными скважинами. Это связано с тем, что, как правило, длина фильтра в горизонтальной скважине намного больше, чем в вертикальной. Распределение забойного давления по длине горизонтального ствола имеет принципиально важное значение с позиции:

регулирования дренирования залежи равномерно путем подбора соответствующей конструкции;

выбора необходимого значения забойного давления по стволу, позволяющего качественно обработать результаты исследования;



Рис. 2.11. Схемы вскрытия газовых и газонефтяных залежей горизонтальным стволом без фонтанных труб (a), с частично (б) и полностью (в) оборудованным фонтанными трубами



Рис. 2.12. Схемы горизонтальных скважин без фонтанных труб (a), с трубами, спущенными на произвольное расстояние (б) и до конца ствола (с)

избежания преждевременного обводнения скважины подошвенной или краевой водой.

Как отмечено выше, к настоящему времени не разработаны методы достаточно точного аналитического определения забойного давления в горизонтальных газовых и газоконденсатных скважинах. Принципиально важное значение для определения забойного давления с приемлемой точностью имеет профиль горизонтального ствола. Во избежание возможного накопления остатков бурового раствора, влаги и конденсата желательно иметь не абсолютно горизонтальный профиль, а наклонный – от подошвы газоносного пласта к кровле, начиная от перехода с вертикального положения ствола к горизонтальному, (рис. 2.11, *a*).

Выбранная конструкция горизонтального ствола, т.е. соотношение длин и диаметров обсадной колонны и фонтанных труб, позволяет обеспечить уменьшение или увеличение забойного давления по горизонтальному стволу от места перехода с вертикального положения к горизонтальному до торца горизонтального ствола. Диапазон изменения забойного давления вдоль горизонтального ствола зависит от длины и диаметра труб и от дебита скважины. Существенное изменение забойного давления по горизонтальному стволу на отдельных режимах создает методические трудности при обработке результатов исследования, а в ряде случаев исключает возможность обработки данных исследования горизонтальной скважины методом установившихся отборов.

На рис. 2.12 показаны конструкции горизонтальных скважин с разной глубиной спуска фонтанных труб.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ, БЕЗ ФОНТАННЫХ ТРУБ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ СТВОЛА

Забойное давление около дна (торца) горизонтальной скважины с большим радиусом кривизны и без фонтанных труб в горизонтальной части ствола (см. рис. 2.11, б) с приемлемой точностью (МПа) можно определить по формуле

$$p_{_{3,R}} = \sqrt{p_y^2 e^{2S_{H}} + \theta_{_{H}}Q^2 + \theta_{_{F}}Q^2}, \qquad (2.118)$$

где

$$S_{\rm H} = 0.03415 \frac{\bar{p}H}{z_{\rm cp}T_{\rm cp}}.$$
 (2.119)

Здесь H – вертикальная глубина горизонтальной скважины, м;  $z_{cp}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости, определяемый для условий  $T_{cp} = (T_y + T_{3,n})/2$  и  $p_{cp} = (p_y + p_{3,n})/2$ ;  $T_{cp}$ ,  $p_{cp}$  – соответственно средние по вертикальной и искривленной частям ствола значения температуры и давления;  $T_{3,n}$ ,  $p_{3,n} -$ соответственно значения температуры и давления в сечении от искривленного участка к горизонтальному.

Параметр θ<sub>н</sub> вычисляют по формуле

$$\theta_{\rm H} = 0.01414 \cdot 10^{-10} \lambda \frac{z_{\rm cp.\rm H}^2 T_{\rm cp.\rm H}^2}{d^5 \sin\beta} (e^{2S_{\rm H}} - 1). \qquad (2.120)$$

Для наклонной части

$$S_{\rm H} = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{z_{\rm cp}T_{\rm cp}},\tag{2.121}$$

где L – то же, что и в формуле (2.112):

$$L = L_{\rm B} + L_2. \tag{2.122}$$

133

При наклонном профиле горизонтальной части ствола (вследствие технологии бурения), начиная от вертикального положения к подошве газоносного ствола, параметр  $\theta_r$  для горизонтальной части ствола определяют по формуле

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \lambda_{\rm r} \frac{z_{\rm cp.\,r} T_{\rm cp.\,r} \overline{\rho} \, L_3 \cos\beta}{D^5}, \qquad (2.123)$$

где  $\lambda_r$  — коэффициент гидравлического сопротивления горизонтальной части ствола. Так как в рассматриваемом варианте фонтанные трубы спущены только в вертикальную и искривленную части ствола, значение  $\lambda_r$  должно соответствовать сопротивлению обсадных колонн. В случае когда соз  $\beta = 0$ ,  $L_3 = L_r$ , где  $L_r$  – длина горизонтальной части ствола, м.

В формуле (2.123)  $z_{cp,r}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости газа при условии  $T_{cp,r}$  и  $p_{cp,r}$ , где  $p_{cp,r} = (p_{3,\pi} + p_{3,\pi})/2$ ;  $p_{3,\pi}$  и  $p_{3,\pi}$  – забойные давления в сечении от искривленного участка к горизонтальному и около дна скважины; D – внутренний диаметр обсадных труб, м.

Средняя температура по горизонтальной части ствола

$$T_{\rm cp,r} = (T_{\rm 3.n} + T_{\rm 3.n}), \qquad (2.124)$$

где  $T_{3,n}$  и  $T_{3,n}$  – соответственно температуры газа в сечении перехода горизонтального участка к искривленному и около дна (торца) горизонтального ствола.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ И ЧАСТИЧНО ОБОРУДОВАННОЙ ФОНТАННЫМИ ТРУБАМИ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ СТВОЛА

При конструкции скважины, показанной на рис. 2.12, *б*, забойное давление определяют около башмака фонтанных труб, около торца горизонтального ствола и в затрубном пространстве в сечении, соответствующем входу ствола в продуктивный пласт.

Забойное давление около башмака фонтанных труб определяют по формуле

$$p_{3.6} = \sqrt{p_y^2 e^{2S_w} + \theta_w Q^2 + \theta_v Q^2}, \qquad (2.125)$$

где S<sub>н</sub> и θ<sub>н</sub> – параметры, определяемые по формулам (2.119) и (2.120);

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \lambda_{\phi} \frac{z_{\rm cp.\phi} T_{\rm cp.\phi} \overline{\rho} L_{\rm i}}{d^5}.$$
 (2.126)

Здесь  $\lambda_{\Phi}$  – коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб;  $z_{cp,\Phi}$  – средний коэффициент сверхсжимаемости, определяемый для условий  $p_{cp,\Phi}$  и  $T_{cp,\Phi}$ , где  $p_{cp,\Phi} = (p_{3,II} + p_{3,6})/2$  – среднее давление на участке  $L_1$ ;  $p_{3,II}$ ,  $p_{3,G}$  – забойные давления в сечении перехода от искривленного участка к горизонтальному и около башмака фонтанных труб;  $T_{cp,\Phi}$  – средняя температура газа на участке  $L_1$  горизонтального ствола:

$$T_{\rm cp.\phi} = (T_{\rm 3.ff} + T_{\rm 3.6})/2; \qquad (2.127)$$

 $T_{3.n}$ ,  $T_{3.6}$  – температуры газа в сечении перехода от искривленного участка к горизонтальному и около башмака фонтанных труб;  $L_1$  – длина горизонтальной части ствола, оборудованной фонтанными трубами, м; d – внутренний диаметр фонтанных труб, м.

Забойное давление в затрубном пространстве горизонтальной скважины. При спуске фонтанных труб до некоторой длины горизонтальной части ствола  $L_1$  газ к забою скважины поступает из двух участков: из участка длиной  $L_1$  в затрубное пространство  $D - d_{\rm H}$  и из участка  $L_{\rm r} - L_1$  в ствол с обсадной колонной (рис. 2.13).

В рассматриваемом варианте дебит газа состоит из двух частей:

$$Q = Q_{L_1} + Q_{L_7 - L_1}, \tag{2.128}$$

где  $Q_{L_1}$ ,  $Q_{L_r-L_1}$  – соответственно дебит газа с участка  $L_1$ , который суммируется из притока, начиная от входа ствола в продуктивный пласт до сечения, где кончаются фонтанные трубы, и с участка  $L_r - L_1$ .

Следовательно, дебит  $Q_{L_1}$  становится переменным от входа ствола в пласт до башмака фонтанных труб. В связи с этим забойное давление в затрубном пространстве и пространстве, не оборудованном фонтанными трубами, должно быть рассчитано для переменного дебита. Характер изменения дебита по длине  $L_1$  и  $L_r - L_1$  зависит от распределения давления по горизонтальному стволу. Истинный характер распределения дебита можно установить только путем совместного решения уравнений притока газа к скважине и движения газа по затрубному пространству.

Для установления (с приемлемой точностью) распределения забойного давления и дебита на участках  $L_1$  и  $L - L_1$  необходимо численно решить следующие дифференциальные уравнения (с помощью современных персональных компьютеров даже с не очень высокой разрешительной способностью такие уравнения решаются без затруднений).

Для случая, когда в горизонтальном стволе отсутствуют фонтанные трубы [12]:

$$-\frac{dp}{dl} = \frac{\lambda \rho_{ar}^{2} Q^{2}}{2D \rho F^{2}} + \frac{\rho_{ar}^{2}}{F^{2}} Q \frac{d}{dl} \left(\frac{Q}{\rho}\right); \qquad (2.129)$$

$$p_{\kappa}^{2} - p^{2} = \frac{A^{*}}{2} \left[\frac{2}{h_{1}} \left(h_{1} + r_{c} \ln \frac{r_{c}}{r_{c} + h_{1}}\right) + \frac{r_{\kappa} - h_{1}}{r_{c} + h_{1}}\right] \left(\frac{dQ}{dl}\right) + \frac{B^{*}}{8} \left[\frac{2}{h_{1}} \left(\ln \frac{r_{c} + h_{1}}{r_{c}} - \frac{h_{1}}{r_{c} + h_{1}}\right) + \frac{r_{\kappa} - h_{1}}{(r_{c} + h_{1})^{2}}\right] \left(\frac{dQ}{dl}\right)^{2}. \qquad (2.130)$$

Уравнение (2.129) описывает движение газа по стволу, а (2.130) – нелинейный приток газа из однородного пласта к стволу. В этих уравнениях p – произвольное давление на стенке горизонтального ствола в интервале  $0 \le l \le L_r$ ;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления обсадных труб (в рассматриваемом варианте фонтанные трубы отсутствуют);  $\rho$  – плотность газа в условиях p и T, которая определяется из уравнения состояния газа:

$$\rho = \frac{\rho_{\rm ar} T_{\rm cr} p}{p_{\rm ar} ^2 T}, \qquad (2.131)$$



Рис. 2.13. Схемы горизонтального ствола для расчета дебита (а) и потерь давления (б)

где T – температура газа в горизонтальной части ствола; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при p и T.

Желательно в формулу (2.129) заложить переменный – в зависимости от числа Рейнольдса коэффициент гидравлического сопротивления (для заданного параметра шероховатости), поскольку речь идет о переменном по длине ствола скважины дебите, а  $\lambda$  является функцией скорости потока.

Как известно, площадь поперечного сечения горизонтального ствола

$$F = \pi D^2 / 4, \tag{2.132}$$

где *D* – внутренний диаметр обсадных труб.

При толщине газоносного пласта, равной  $h, h_1 = h/2$ . Если ввести обозначение

$$\alpha = \frac{8\rho_{a\tau} p_{a\tau} zT}{\pi^2 D^2 T_{c\tau}},$$
(2.133)

то взамен (2.129) можно записать:

$$dp/dl = \frac{\alpha Qp}{2\alpha Q^2 - p^2} \left(\lambda \frac{Q}{D} + 2\frac{dQ}{dl}\right), \qquad (2.134)$$

где dQ/dl – приращение дебита на элементе dl горизонтального ствола, показанного на рис. 2.5.

Обозначим

$$A = \frac{A^{*}}{2} \left[ \frac{2}{h_{1}} \left( h_{1} + r_{c} \ln \frac{r_{c}}{r_{c} + h_{1}} \right) + \frac{r_{\kappa} - h_{1}}{r_{c} + h_{1}} \right]; \qquad (2.135)$$

$$B = \frac{B^*}{8} \left[ \frac{2}{h_1} \left( \ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{r_\kappa - h_1}{(r_c + h_1)^2} \right], \qquad (2.136)$$

где  $A^* = \mu z p_{cT} T_{III} / (kT_{cT}); B^* = \rho_{cT} z T_{III} / (lT_{cT}).$ 

Тогда получим формулу для определения dQ/dl из уравнения (2.130) в виде

$$\frac{dQ}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_k^2 - p^2)}}{2B}.$$
 (2.137)

После нахождения распределения дебита по длине горизонтального ствола определение  $p_3(L_r)$  не представляет особой трудности как численно из уравнения (2.134), так и приближенно путем разделения всей длины ствола  $L_r$  на элементы  $\Delta L = L_r/n$ , где n – число участков. Чем больше число участков, тем точнее значения забойного давления на рассматриваемом элементе.

Еще раз отметим, что для верного прогнозирования изменения устьевого давления в процессе разработки (с этим давлением связаны условия сепарации газа и сроки ввода дожимной компрессорной станции) правильное определение забойного давления приобретает особое значение.

В случае если в горизонтальный ствол спущены фонтанные трубы, необходимо решить следующие уравнения.

1. На участке  $L_r - L_1$ , где отсутствуют фонтанные трубы:

$$\frac{dp_1}{dl} = \frac{\alpha_1 Q_{(L_r - L_1)} p_1}{2\alpha_1 Q_{(L_r - L_1)}^2 - p_1^2} \left[ \frac{\lambda_1}{D} Q_{(L_r - L_1)} + 2 \frac{dQ_{(L_r - L_1)}}{dl} \right];$$
(2.138)

$$\frac{dQ_{(l_r-l_1)}}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_{nn}^2 - p^2)}}{2B},$$
(2.139)

где  $p_1$  – давление на участке  $L_r - L_1$ ;

$$\alpha_{1} = \frac{8\rho_{ar} \, p_{ar} \, z_{1}T}{\pi^{2} D^{4} T_{cr}}, \qquad (2.140)$$

 $z_1$  – коэффициент сверхсжимаемости газа на участке  $L_{\rm r}$  –  $L_1$ .

Граничные условия этой системы

при 
$$l = L_r$$
,  $Q_{(l_r - l_1)} = 0$ ; при  $l = L_1$ ;  $p_1 = p_6$ , (2.141)

где  $p_6$  – давление у башмака фонтанных труб.

Одним из сравнительно простых методов решения этой системы является метод Рунге – Кутта.

2. На участке, перекрытом фонтанными трубами, с наружным диаметром  $d_{\rm H}$ , уравнения притока газа и его движения по кольцевому (затрубному) пространству имеют вид

$$\frac{dp_2}{dl} = \frac{\alpha_2 Q_{L_1} p_2}{2\alpha_2 Q_{L_1}^2 - p_2^2} \left[ \frac{\lambda_2}{\left(D - d_{\parallel}^2\right)^{0.5}} Q_{L_1} + 2 \frac{dQ_{L_1}}{dl} \right];$$
(2.142)

$$\frac{dQ_{L_1}}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_{\kappa}^2 - p_2^2)}}{2B},$$
(2.143)

где

$$\alpha_2 = \frac{8\rho_{ar} \, p_{ar} \, z_2 T}{\pi^2 (D^2 - d_{\parallel}^2)^2 T_{cr}}; \qquad (2.144)$$

0.5

λ<sub>2</sub> - коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства:

$$\lambda_{2} = \lambda_{0} \frac{D + d_{n}}{\left(D^{2} + d_{n}^{2}\right)^{0.5}} + \left[\frac{D_{M}^{2} - d_{n}^{2}}{\left(D^{2} - d_{M}^{2}\right)^{0.5}} + 0,05\right] \frac{\left(D^{2} + d_{n}^{2}\right)^{0.5}}{l}.$$
(2.145)

Здесь  $\lambda_0$  – коэффициент сопротивления труб с эквивалентным диаметром  $D_{3\phi}$ . При движении газа по затрубному пространству

$$D_{\rm sp} = \sqrt{D^2 - d_{\rm n}^2}.$$
 (2.146)

В формуле (2.145)  $D_{\rm M}$  – наружный диаметр муфты; l – длина одной трубы; 0,05 – потери давления при сужении потока газа в местах расположения муфт, между муфтами и обсадной колонной.

Следует подчеркнуть, что при сравнительно низких дебитах и больших сечениях для движения газа потери давления как в отсутствие, так и при наличии фонтанных труб в горизонтальном стволе невелики, поэтому расчеты по определению забойного давления упрощаются.

В заключение отметим, что отличительной чертой конструкции горизонтальной скважины со средним радиусом кривизны являются значение радиуса кривизны и, следовательно, значения  $H_{\rm nck}$  и  $L_2$ . Вся технология расчета забойного давления при такой конструкции идентична вариантам, приведенным в предыдущих пунктах, поэтому расчетные формулы во избежание повтора не приводим.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С МАЛЫМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ

При малом радиусе кривизны на протяжении нескольких метров существенного изменения давления при практически любой конструкции не происходит, поэтому забойное давление можно определить, как для случая отсутствия фонтанных труб:

$$p_{_{3,\mathrm{II}}} = \sqrt{p_{_{\mathrm{y}}}^2 \mathrm{e}^{2S_{_{\mathrm{B}}}} + \theta_{_{\mathrm{B}}} Q^2 + \theta_{_{\mathrm{F}}} Q^2}; \qquad (2.147)$$

$$S_{\rm B} = 0,03415 \frac{\overline{\rho}H}{z_{\rm cp.B} T_{\rm cp.B}};$$
 (2.148)

$$\theta_{\rm B} = 1,377 \,\lambda_{\rm B} \frac{z_{\rm cp,\rm B}^2 T_{\rm cp,\rm B}^2}{D^5} (e^{2S_{\rm B}} - 1); \qquad (2.149)$$

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \lambda_{\rm r} \frac{z_{\rm cp.r}^2 T_{\rm cp.r}^2 \bar{\rho} L_{\rm r}}{D^5}, \qquad (2.150)$$

где H – глубина скважины по вертикали;  $L_{\rm r}$  – длина горизонтальной части ствола;  $z_{\rm cp.s}$ ,  $z_{\rm cp.r}$  – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при средних давлении  $p_{\rm cp.s}$ ,  $p_{\rm cp.r}$  и температуре  $T_{\rm cp.s}$ ,  $T_{\rm cp.r}$  в вертикальной и горизонтальной частях ствола:

$$p_{\rm cp.B} = (p_{\rm y} + p_{\rm 3.II})/2; \ p_{\rm cp.r} = (p_{\rm 3.II} + p_{\rm 3.II})/2;$$
 (2.151)

$$T_{\rm cp,B} = (T_{\rm y} + T_{\rm 3,II})/2; \ T_{\rm cp,r} = (T_{\rm 3,II} + T_{\rm 3,II})/2;$$
 (2.152)

 $p_{3,n}$ ,  $T_{3,n}$  – давление и температура в сечении перехода от вертикального к горизонтальному положению;  $p_{3,n}$ ,  $T_{3,n}$  – давление и температура около дна (торца) скважины;  $\lambda_{\rm B}$ ,  $\lambda_{\rm r}$  – коэффициенты гидравлического сопротивления труб в вертикальной и горизонтальной частях ствола (очень часто  $\lambda_{\rm B} = \lambda_{\rm r}$ ).

При наличии фонтанных труб, частично перекрывающих ствол скважины (см. рис. 2.12, б) для вертикальной части ствола следует использовать формулу (2.103) при определении забойного давления в вертикальной скважине. Далее, для определения давления около башмака фонтанных труб надо применять формулу

$$p_{3.6} = \sqrt{p_{3.8}^2 + \theta_{L_1} Q^2}, \qquad (2.153)$$

где

$$\theta_{L_1} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \lambda_{\phi} \frac{z_{\text{cp.}\phi}^2 \overline{r}_{\text{cp.}\phi}^2 \overline{\rho} L_1}{D^5}.$$
 (2.154)

Параметры  $\lambda_{\phi}$ ,  $z_{cp,\phi}$ ,  $T_{cp,\phi}$ , входящие в формулу (2.153), находят так же, как при использовании формулы (2.126).

При определение давления в затрубном пространстве и в зоне  $L_r - L_1$ , где фонтанные трубы отсутствуют, порядок расчета такой же, как в предыдущих пунктах. При этом необходимо использовать формулы (2.138), (2.139), (2.142), (2.143).

Отметим, что в ряде случаев, когда конструкция фонтанных труб на горизонтальном участке ствола комбинированная, т.е. трубы имеют *ступенчатую* конструкцию, тогда расчеты забойного давления должны быть проведены: от устья к переходной зоне;

от переходной зоны к концу первой ступени в горизонтальной части ствола:

от конца первой ступени, имеющей, как правило, большой внутренний диаметр, к меньшим по диаметру ступеням фонтанных труб;

от башмака к торцу горизонтального ствола с учетом изменения дебита газа;

от башмака к началу (в обратном направлении) первой ступени по затрубному пространству с учетом изменчивости дебита и т.д.

При проектировании разработки следует очень внимательно относиться к определению забойного давления в сечении перехода от вертикального к горизонтальному положению ствола, около башмака фонтанных труб, у торца горизонтального ствола, так как в указанных точках существует большая вероятность обводнения, разрушения призабойной зоны, образования песчаных или жидкостных пробок.

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ

Для определения забойных давлений по длине горизонтального ствола были использованы следующие параметры горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами:

устьевое давление скважины  $p_y = 10$  МПа; глубина вертикальной части ствола  $H_{\rm B} = 1500$  м;

радиус кривизны скважины R = 200 м;

угол охвата заданного отклонения от вертикали  $\alpha = 18^{\circ}$ ;

длина горизонтальной части ствола L<sub>r</sub> = 1000 м;

диаметр обсадной колонны D = 0.1524 м;

длина фонтанных труб горизонтальной части ствола  $L_1 = 500$  м;

диаметр фонтанных труб d = 0,0762; 0,0889; 0,1016; 0,1143 м;

дебит горизонтальной газовой скважины Q = 200, 500, 750, 1000, 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При этих исходных данных рассчитаны забойные давления: на глубине H<sub>в</sub> – p<sub>з.в.</sub>, в начале горизонтального ствола – p<sub>з.п.</sub>, около башмака фонтанных труб –  $p_{3.6}$ , в конце горизонтального ствола –  $p_{3.4}$  (около дна скважины), в затрубном пространстве около входа горизонтального ствола в продуктивный пласт (под пакером) –  $p_{3,3}$  (см. рис. 2.12), а также разности давлений

$$\Delta p_1 = p_{3.n} - p_{3.B}; \tag{2.155}$$

$$\Delta p_2 = p_{3.6} - p_{3.\pi}; \tag{2.156}$$

$$\Delta p_3 = p_{3.\pi} - p_{3.6}; \tag{2.157}$$

$$\Delta p_4 = p_{3.3} - p_{3.6}. \tag{2.158}$$

Результаты расчетов представлены в виде графических зависимостей и таблиц. Для определения потерь давления по стволу горизонтальной скважины принято несколько видов распределения дебита.

На рис. 2.14 показаны два варианта распределения дебита по горизонтальному стволу. В обоих случаях принято, что на затрубное пространство приходится 62,5 % всего дебита скважины и соответственно 37,5 % - на про-



Рис. 2.14. Линейное (1) и нелинейное (2) распределение дебита по горизонтальному стволу скважины

странство, не оборудованное фонтанными трубами (от башмака фонтанных труб до дна скважины).

На рис. 2.15 изображена кривая изменения забойного давления по длине горизонтальной части ствола при наличии в скважине фонтанной трубы с d = 0,0762 м и дебите газа Q = 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут ( $L_6$  – длина трубы до башмака). Как видно, разность  $\Delta p_4$  между значениями  $p_{3,3}$  и  $p_{3,6}$  составляет 0,08 МПа.

На рис. 2.16 приведено распределение забойного давления по длине горизонтального ствола при наличии в нем фонтанных труб разного диаметра и дебите 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут. С увеличением диаметра фонтанных труб потери давления в затрубном пространстве возрастают. При диаметре фонтанных труб  $d = 0,0889 \text{ м} \Delta p_4 = 0,18 \text{ МПа}$ . Увеличение диаметра до d = 0,1143 м приводит к росту потерь в кольцевом пространстве до  $\Delta p_4 = 1,66 \text{ МПа}$ , что связано с большей площадью сечения затрубного пространства. Давление на участке от



Рис. 2.15. Распределение давления в горизонтальной части ствола скважины при наличии в ней фонтанной трубы



Рис. 2.16. Распределение давления в горизонтальном стволе скважины при наличии фонтанных труб диаметром 0,0762 (1), 0,0889 (2), 0,1016 (3) и 0,1143 м (4)

башмака фонтанных труб до дна скважины практически не изменяется. Как следует из анализа зависимости, потери давления в затрубном пространстве весьма существенны и могут ограничить получение желаемого дебита.

На рис. 2.17 показаны кривые изменения забойного давления вдоль горизонтального ствола скважины при линейном и нелинейном распределении дебита и наличии фонтанной трубы длиной  $L_{\phi} = 500$  м. Сплошные линии соот-



Рис. 2.17. Кривые изменения забойного давления в газоконденсатной скважине по длине горизонтального ствола при линейном (*a*) и при нелинейном (*б*) распределении дебита (*D* = = 0,1524 м; *L*<sub>φ</sub> = 500 м; *L*<sub>r</sub> = 1000 м; *Q*<sub>r</sub> = 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут)

2.7
5
Ħ
Н
5
Ś
3
F

Значения забойного давления (МПа) при линейном распределении дебита по стволу горизонтальной газовой скважины (D = 0,1524 м)

$ \begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $					
$ \begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	Δp4	0,00198 0,01060 0,02027 0,03075 0,07917	0,00356 0,2055 0,4199 0,06696 0,18008	0,00770 0,04616 0,09814 0,16275 0,047776	0,02376 0,14442 0,31259 0,52891 1,65652
$ \begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$	φb3	0,00010 0,00054 0,00104 0,00157 0,00406	0,00010 0,00060 0,00122 0,00195 0,00525	0,00010 0,00062 0,00133 0,00133 0,00221	0,0010 0,00064 0,00139 0,00237 0,00768
$ \begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	$\Delta p_2$	0,08327 0,045273 0,087498 1,33719 3,44900	0,03772 0,21995 0,45336 0,72896 1,99094	0,01885 0,11361 0,24333 0,40681 1,22373	0,01019 0,06223 0,13654 0,23393 0,76852
$ \begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	Δp1	0,06815 0,12238 0,18667 0,25855 0,57919	0,06163 0,08794 0,12248 0,16423 0,16423	0,05895 0,07251 0,09136 0,011552 0,011552	0,05771 0,06516 0,07582 0,08998 0,17029
$ \begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$	e.ed	11,69689 13,51706 15,82324 18,56351 31,72635	11,48894 12,36260 13,55178 15,05101 22,78710	11,40728 11,88237 12,55361 13,43351 18,32407	11,38407 11,74305 12,25637 12,93865 16,86001
$ \begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$	Led	11,69501 13,50700 15,80401 18,53276 31,64718	11,48543 12,34264 13,51102 14,98600 22,61227	11,39968 11,39968 12,45681 13,27297 17,85280	11,36041 11,59927 11,94517 12,41212 15,20348
$ \begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$	9°¢d	11,6997 13,50646 15,80297 18,53276 31,64718	11,48538 12,34204 13,50979 14,98405 22,60702	11,39957 11,83621 12,45547 13,27075 17,85280	11,36030 11,59863 11,94377 12,40974 15,20348
$\begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$	pau	11,6115 13,0529 14,9263 17,1929 28,1929	11,4476 12,1217 13,0556 14,2537 20,6121	11,3807 11,7224 12,2117 12,8632 16,6201	11,3501 11,5361 11,8070 12,1754 14,4335
Днаметр труб d, м         Q, тыс. м³/сут           0,0762         500           0,0762         750           0,0889         750           0,0889         750           0,0889         750           0,1016         750           0,1016         750           0,1016         750           0,1143         750           0,1143         750           0,1143         2000           2000         2000	<i>p</i> 3.8	11.54335 12.93056 14.73960 16.93432 27.61375	11,38601 12,03373 12,03373 12,93311 14,08951 20,25168	11.32172 11.64984 12.12035 12.74765 16.37927	11,29240 11,47096 11,73122 12,08540 14,26321
Днаметр труб d, м 0,0762 0,0889 0,0889 0,1016 0,1143	C. C.	200 200 1000 2000 2000	200 500 750 1000 2000	200 500 1000 2000	200 500 1000 2000
	Диаметр труб <i>д</i> м	0,0762	0,0889	0,1016	0,1143

Обіного давлення (МІІа) при нелинейном распределении дебита по сп $Q_3$ $p_{an}$ $p_{an}$ $p_{an}$ $p_{an}$ $p_{an}$	давления (МПа) при нелинейном распределении дебита по сп $p_{x_1}$ $p_{x_1}$ $p_{x_1}$ $p_{x_2}$	) при нелинейном распределении дебита по ст $p_{3,0}$ $p_{3,1}$ $p_{3,1}$ $p_{3,1}$	распределении дебита по сп	делении деоита по ст ры				и газовои ск $\Delta p_2$		(W \$701.0
200         11.54335         11.6115         11.6991         11.6997         11.6997         11.6997         11.6997         11.6991         11.6997         13.551           500         12.93056         13.0529         13.50646         13.551         13.551           750         14,73960         14,9263         15.80297         15.80297         15.811           1000         16.93432         17.1929         18.53276         18.53371         18.53371         18.551	11.54335         11.6115         11.6991         11.69497         11.69           12.93056         13.0529         13.50646         13.50679         13.51           14,73960         14.9263         15.80297         15.80297         15.812           16.93432         17.1929         18.53276         18.53371         18.55371	11.6115         11.6991         11.69497         11.694           13.0529         13.50646         13.50679         13.51.           14.9263         15.80297         15.80297         15.812           17.1929         18.53276         18.53371         18.53276	11.6991         11.69497         11.6991           13.50646         13.50679         13.511           15.80297         15.80297         15.812           18.55276         18.55371         18.553	11,69497 11,69 13,50679 13,51 15,80297 15,81 18,53371 18,55	11,69 13,51 18,55	611 289 526 141	0.06815 0,12238 0,18667 0,25855	0,08327 0,45273 0,87498 1,33719	0,00063 0,00063 0,00063	0,0012 0,0064 0,01229 0,01865
2000 27,61375 28,1929 31,64718 31,64964 31,	27,61375 28,1929 31.64718 31,64964 31,	28,1929 31,64718 31,64964 31,	31.64718 31,64964 31,	31,64964 31,	31,0	59519	0,57919	3,44900	0,00246	0,04801
200         11.38601         11.4476         11.48538         11.48544         11           500         12,03373         12,1217         12.34204         12.34240         12	11,38601         11,4476         11,48538         11,48544         11           12,03373         12,1217         12,34204         12,34240         12	11,4476 11,48538 11,48544 11 12,1217 12,34204 12,34240 12	11.48538 11.48544 11 12.34204 12.34240 12	11,48544 11 12,34240 12	==	1,48754 2,35451	0,06163 0,08794	0,03772 0,21995	0,0006 0,000036	0,00216 0,01247
750         12,93311         13,0556         13,50979         13,51053         11           1000         14,08951         14,2537         14,98405         14,98522         11           2000         20,5168         20,6121         22,6070         22,61020         2	12,93311         13,0556         13,50979         13,51053         11           14,08951         14,2537         14,98405         14,98522         11           20,5168         20,6121         22,60702         22,61020         22	13.0556         13.50979         13.51053         1           14.2537         14.98405         14.98522         1           20.6171         22.60702         22.61020         2	13.50979 13.51053 1 14.98405 14.98522 1 22.60702 22.61020 2	13,51053 1 14,98522 1 22,61020 2		3,53527 5,02468 2,71635	0,12248 0,16423 0.36040	0,45336 0,72896 1.99094	0,00074 0,00118 0.003183	0,02548 0,04063 0.10934
200 11.32172 11.3807 11.39957 11.39964 1	11.32172 11.3807 11.39957 11.39964 1	11.3807 11.39957 11.39964 1	11.39957 11.39964 1	11,39964		1,40425	0.05895	0,01885	0,00006	0,00467
500         11,64984         11,7224         11,83621         11,83659         1           750         12,12035         12,2117         12,45547         12,45628         1	11,64984         11,7224         11,83621         11,83659         1           12,12035         12,2117         12,45547         12,45628         1	11.7224         11.83621         11.83659         1           12.2117         12.45547         12.45628         1	11.83621 11.83659 1 12.45547 12.45628 1	11.83659 1 12.45628		1,86422	0,07251 0,09136	0,11361 0,24333	0,00038	0,02801 0,05960
1000         12,74765         12,8632         13,27075         13,27209           2000         16,37927         16,6201         17,85280         17,85202	12,74765         12,8632         13,27075         13,27209           16,37927         16,6201         17,85280         17,85202	12,8632 13,27075 13,27209 16,6201 17,85280 17,85022	13,27075 13,27209 17,85280 17,85022	13,27209 17,85022		13,36968 17,84626	0,11552 0,24083	0,40681 1,22373	0,00134 0.00397	0,09893 0,29113
200 11,29240 11,3501 11,36030 11,36037 1	11,29240 11,3501 11,36030 11,36037 1	11,3501 11,36030 11,36037 1	11,36030 11,36037 1	11,36037 1		1,37472	0.05771	0,01019	0,00006	0,1441
500         11,47096         11,5361         11,59863         11,59902         1           750         11,73122         11,8070         11,94727         11,94462         1	11,47096 11,5361 11,59863 11,59902 1 11,73122 11,8070 11,94377 11,94462 1	11,5361 11,59863 11,59902 1 11,8070 11,94377 11,94467 1	11,59863 11,59902 1 11 94377 11 94469 1	11,59902 1 11 94467 1		1,68642 213433	0,06516	0,6223	0,00039	0,08779
1000 12,08540 12,1754 12,40974 12,41118	12,08540 12,1754 12,40974 12,41118	12,1754 12,40974 12,41118	12,40974 12,41118	12,41118		12,73321	0,08998	0,23393	0,00144	0,32347
2000 14,26321 14,4335 15,20348 15,20814	14,26321 14,4335 15,20348 15,20814	14,4335 15,20348 15,20814	15,20348 15,20814	15,20814		16,22829	0,17029	0,76852	0,00466	1,02481

Таблица 2.8
ветствуют дебиту жидкости 100 м<sup>3</sup>/сут, штриховые – дебиту 1000 м<sup>3</sup>/сут. Кривые 1, 2 построены при диаметре фонтанных труб d = 0,0762 м; кривые 3, 4 – при d = 0,0889 м; кривые 5, 6 – при d = 0,1016 м; кривые 7, 8 – при d = 0,1143 м. Как видно, при дебите скважины Q = 1000 тыс. м<sup>3</sup>/сут давление около торца скважины совпадает при обоих вариантах распределения дебита вдоль ствола скважины. Разность между давлениями в затрубном пространстве при линейном и квадратичном распределении дебита составляет 0,064 МПа.

По сравнению с графическими зависимостями между забойными давлениями, дебитом горизонтальной скважины и их конструкциями более удобными для практического использования являются табличные данные (табл. 2.7, 2.8).

Анализ результатов расчетов, приведенных в табл. 2.7 и 2.8, показывает, что в значительном числе вариантов расчетов забойное давление в горизонтальной части ствола изменяется существенно и поэтому не может быть принято постоянным по длине горизонтальной скважины.

Если исходить из изменения забойного давления по длине, то:

при диаметре фонтанных труб d = 0,0762 м и в интервале изменения дебита  $200 \le Q \le 2000$  тыс. м<sup>3</sup>/сут нельзя считать постоянными значения  $p_{3.6}$ ; постоянными можно считать  $p_{3.3}$  и  $p_{3.3}$  при d = 0,0762 м, а также  $p_{3.3}$ , при d = 0,0889 м, но в диапазоне  $0 < Q \le 750$  тыс. м<sup>3</sup>/сут;

при диаметре d = 0,1016 м и в интервале 200 < Q < 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут нельзя считать постоянными значения  $p_{3.6}$ ;

при диаметре d = 0,1143 м в интервале 500 < Q < 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут нельзя считать постоянными значения  $p_{3.6}$  и  $p_{3.3}$  в интервале 500 < Q < 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут;

при диаметре d = 0,0762; 0,0889; 0,1016; 0,1143 м постоянным по всей длине ствола скважины во всем диапазоне изменения дебита можно считать  $p_{3,n}$ .

При линейном изменении дебита по стволу скважины потери давления оказываются чуть ниже, чем при нелинейном характере изменения дебита.

При диаметре фонтанных труб d = 0,0762 м постоянными можно считать  $p_{3,a}$ , а также  $p_{3,3}$  в диапазоне изменения дебита 0 < Q < 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Потери давления в фонтанных трубах от конца искривленного участка до башмака фонтанных труб составляют  $\Delta p_2 = 0,083$  МПа при дебите Q = 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут и доходят до  $\Delta p_2 = 3,45$  МПа при дебите Q = 2000 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Это может создать определенные трудности при эксплуатации горизонтальных скважин с такой конструкцией. Потери в затрубном пространстве максимальны, когда в скважину спущены фонтанные трубы диаметром d = 0,1143 м:  $\Delta p_4 = 1,025$  МПа.

Приведенные выше результаты позволяют установить диапазоны изменения дебита, при которых забойное давление по длине горизонтального ствола может быть принято постоянным и использовано при обработке результатов исследования методом установившихся отборов.

# 2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ И ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНАХ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ГАЗА

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ И БЕЗ ФОНТАННЫХ ТРУБ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ

Забойное давление около торца горизонтальной скважины с большим радиусом кривизны, без фонтанных труб в горизонтальной части ствола (см. рис. 2.12, *a*) и с учетом наличия жидкости в стволе определяют по формуле

$$p_{_{3,\Lambda}} = \sqrt{p_{y}^{2} e^{2S} + \theta_{_{\rm HCK}} Q_{_{\rm CM}}^{2} + \theta_{_{\rm \Gamma}} Q_{_{\rm CM}}^{2}}, \qquad (2.159)$$

где

$$S = \frac{0.03415}{z_{\rm cp} T_{\rm cp}} \overline{\rho} \rho H.$$
 (2.160)

Здесь  $z_{cp}$  – средний по стволу скважины коэфициент сверхсжимаемости, определяемый для условий  $T_{cp}$ ,  $p_{cp}$  ( $T_{cp}$ ,  $p_{cp}$  – соответственно средние по вертикальной и искривленной частям ствола значения температуры и давления). Параметр  $\rho$  связан с истинным, изменяющимся по стволу газовой скважины газосодержанием потока в рассматриваемом сечении:

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_{\mathbf{x}}}{\rho_{c,\rho}}, \qquad (2.161)$$

где  $\varphi$  – истинное газосодержание потока, принятое при решении задачи постоянным по стволу;  $\rho_{\star}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{r,p}$  – плотность газа в стволе скважины в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Значение р<sub>г.р</sub> вычисляют по формуле

$$\rho_{r.p} = \rho_{\pi} \frac{p_{cp} T_{cr}}{p_{ar} T_{cp} z_{cp}},$$
(2.162)

где  $\rho_{ct}$  – плотность газа при стандартных условиях.

Фактически газосодержание является переменной величиной и зависит от давления и температуры, с изменением которых изменяется фазовое состояние смеси. Для практических расчетов можно принять  $\phi = \beta$ , где

$$\beta = \frac{Q_{r,p}}{Q_{\pi} + Q_{r,p}}.$$
 (2.163)

Здесь  $Q_{\rm r,p}$  – расход газа в рабочих условиях, тыс. м<sup>3</sup>/сут, т.е. при  $p_{\rm cp}$  и  $T_{\rm cp}$ ;  $Q_{\rm w}$  – объемный расход жидкой фазы.

Значение  $Q_{r,p}$  находят по формуле

$$Q_{r,p} = Q_{c\tau} \frac{p_{cp} T_{cp} z_{cp}}{p_{cp} T_{c\tau}},$$
 (2.164)

где  $Q_{cr}$  – объемный расход газа при стандартных условиях.

Параметр  $\theta_{\mu ck}$  вычисляют следующим образом:

$$\theta_{\mu c\kappa} = 0.01414 \cdot 10^{-10} \,\lambda_{cM} \frac{z_{cp}^2 \, \overline{\rho} L_r}{\rho d^5} (e^{2S_{\mu c\kappa}} - 1), \qquad (2.165)$$

где  $\lambda_{cM}$  – коэффициент гидравлического сопротивления потока смеси в трубах; d - внутренний диаметр фонтанных труб, м.

Для однорядных фонтанных труб при  $Q_r/Q_* \leq 900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  значение  $\lambda_{cm}$ приближенно можно определить по формуле [85]

$$\lambda_{\rm CM} = \frac{0.13\,{\rm Ku} + 1}{1.13\,{\rm Ku} + 1} \frac{\Delta\rho}{\rho_{\rm CM}} \frac{2\beta}{{\rm Fr}_{\rm CM}} + 0.11 \left[\frac{2\beta}{{\rm Re}_{\rm CM}} + \frac{2I_{\rm K}}{d}\right]^{0.25},$$
(2.166)

где

$$Ku = \sqrt{\frac{\rho_{\star}}{\rho_{\star} - \rho_{\Gamma}}} \frac{Fr_{cM}}{We_{cM}} -$$
(2.167)

критерий Кутателадзе;  $\Delta \rho$  – разность плотностей жидкости и газа;  $l_{\kappa}$  – шероховатость труб;  $Fr_{cm}$ ,  $We_{cm}$  и  $Re_{cm}$  – критерии Фруда, Вебера и Рейнольдса для смеси соответственно.

Указанные критерии вычисляют по формулам

$$\operatorname{Fr}_{\rm CM} = \vartheta_{\rm CM}^2 / (gd); \qquad (2.168)$$

We<sub>cM</sub> = 
$$\sigma / [d(\rho_{\star} - \rho_{r}) \vartheta_{cM}^{2}];$$
 (2.169)

$$\operatorname{Re}_{\rm cm} = \vartheta_{\rm cm} d\rho_{\star} / \mu_{\star}, \qquad (2.170)$$

где 9<sub>см</sub> – скорость смеси; g – ускорение свободного падения; µ<sub>ж</sub> – динамическая вязкость жидкости;  $\sigma$  – поверхностное натяжение. При  $Q_r/Q_* > 900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  коэффициент гидравлического сопротивления сме-

си [85]

$$\lambda_{cM} = \lambda_{0} \varphi = 0,067 \left[ \frac{0,083\mu_{r}d}{Q_{r}\bar{\rho}10^{-2}} + \frac{10^{-4}}{d} \right]^{0,2} \times \left[ 1 + \frac{0,358z_{cp}T_{cp}Q_{r}\sqrt{1-\beta}(\rho_{\pi}-\rho_{r,p})^{1/3}10^{-5}e^{15(\beta-\rho_{r,p}/\rho_{\pi}-1)}}{p_{cp}d} \right],$$
(2.171)

где µ<sub>г</sub> – динамическая вязкость газа при p<sub>ср</sub> и T<sub>ср</sub>. При нахождении давления в вертикальной и искривленной частях горизонтальной скважины значение  $\lambda_{cm}$  определяют, как правило, для движения всего потока по фонтанным трубам, и параметры  $p_{\rm cp}$ ,  $T_{\rm cp}$  и  $\rho_{\rm r.p}$ , входящие в формулу (2.171), относятся к участку от устья до конца искривленной зоны.

Значение S<sub>иск</sub> вычисляют по формуле

$$S_{\mu c\kappa} = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \rho H}{z_{cp} T_{cp}},$$
 (2.172)

где L – общая длина вертикальной и искривленной частей ствола скважины, м.

Объемный расход газожидкостной смеси зависит от массовых расходов газа и жидкости –  $G_r$  и  $G_w$ , а также плотности смеси  $\rho_{cm}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$Q_{\rm CM} = (G_{\rm r} + G_{\rm *})/\rho_{\rm CM}, \qquad (2.173)$$

где

$$G_{\rm r} = Q_{\rm r} \rho_{\rm r}; \qquad (2.174)$$

$$G_{\mathbf{x}} = Q_{\mathbf{x}} \ \boldsymbol{\rho}_{\mathbf{x}}. \tag{2.175}$$

Для горизонтальной части ствола параметр  $\theta_r$  в формуле (2.159) определяют следующим образом:

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \,\lambda_{\rm cm.r} \, \frac{z_{\rm cp.r}^2 \, T_{\rm cp.r}^2 \, \bar{\rho} \, L_{\rm r}}{D^5}, \qquad (2.176)$$

где  $\lambda_{cм.r}$  – коэффициент гидравлического сопротивления потока в горизонтальной части ствола.

Так как в рассматриваемом варианте фонтанные трубы спущены в вертикальную и искривленную части ствола, значение  $\lambda_{cм.r}$  должно соответствовать сопротивлению потока продукции в обсадных колоннах, и его можно также найти по формуле (2.171) с той лишь разницей, что значения  $p_{cp}$ ,  $T_{cp}$  вычисляют в пределах горизонтальной части ствола. При такой конструкции скважины максимальный дебит приходится на начало горизонтального участка, а минимальный – на торец скважины, при этом характер распределения дебита по стволу скважины близок к линейному. Следовательно, на участках с малыми расходами газа (ближе к торцу скважины) будут зоны, не охваченные турбулентной автомодельностью. На таких участках коэффициент  $\lambda_{см.пер}$  является функцией критерия  $Re_{cm}$ :

$$\lambda_{\rm cm. frep} = 4 \left( \ln \frac{5.62}{{\rm Re}_{\rm cN}^{0.9} + \epsilon/7.41} \right)^{-2}.$$
 (2.177)

При наличии такого участка переменное значение  $\lambda_{\text{см.пер}}$  должно быть определено путем разбиения рассматриваемой зоны на более мелкие отрезки и расчета  $\theta_r$  для каждого из них, с последующим суммированием с целью определения забойного давления по длине горизонтального ствола. В формуле (2.176)  $z_{\text{ср. r}}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при условиях

$$T_{\rm cp,r} = (T_{\rm 3,n} + T_{\rm 3,n})/2;$$
 (2.178)

$$p_{\rm cp,r} = (p_{3.\pi} + p_{3.\chi})/2;$$
 (2.179)

 $T_{3,1}$  и  $p_{3,1}$  – соответственно температура и давление около дна горизонтального ствола;  $L_r$  – длина горизонтальной части ствола, м; D – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЕ С БОЛЬШИМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ И ЧАСТИЧНО ОБОРУДОВАННОЙ ФОНТАННЫМИ ТРУБАМИ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ СТВОЛА

При конструкции скважины, изображенной на рис. 2.12, забойное давление определяют около башмака фонтанных труб, около торца горизонтального

ствола и в затрубном пространстве — в сечении, соответствующем входу ствола в продуктивный пласт.

Забойное давление около башмака фонтанных труб

$$p_{a.6} = \sqrt{p_y^2 e^{2S} + \theta_{\text{MCK}} Q_{cM}^2 + \theta_r Q_{cM}^2}, \qquad (2.180)$$

где *S*,  $\theta_{иск}$  и  $Q_{cm}$  – параметры, определяемые по формулам (2.160), (2.165), (2.173).

Для горизонтального ствола

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \,\lambda_{\rm cm,\phi} \, \frac{z_{\rm cp,\phi} \, T_{\rm cp,\phi} \, \overline{\rho} \, L_1}{d^5}, \qquad (2.181)$$

где  $\lambda_{cm,\phi}$  – коэффициент гидравлического сопротивления потока смеси в фонтанных трубах;  $z_{cp,\phi}$  – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый для условий  $T_{cp,\phi}$  и  $p_{cp,\phi}$ :

$$T_{\rm cp,\phi} = (T_{\rm a,\pi} + T_{\rm a,6})/2; \tag{2.182}$$

$$p_{\rm cp, \phi} = (p_{\rm a, \pi} + p_{\rm a, 6})/2; \tag{2.183}$$

 $T_{3.n}$ ,  $T_{3.6}$  и  $p_{3.n}$ ,  $p_{3.6}$  – соответственно температуры газа и забойные давления в сечении перехода от искривленного участка к горизонтальному и около башмака фонтанных труб;  $L_1$  – длина горизонтальной части ствола, оборудованной фонтанными трубами, м; d – внутренний диаметр фонтанных труб, м.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЕ С МАЛЫМ РАДИУСОМ КРИВИЗНЫ

При малом радиусе кривизны на протяжении нескольких метров существенного изменения забойного давления в сечении перехода от вертикального участка к горизонтальному при практически любой конструкции не происходит. Забойное давление в отсутствии фонтанных труб

$$p_{_{3,\mathrm{T}}} = \sqrt{p_{y}^{2} \mathrm{e}^{2S_{\mathrm{B}}} + \theta_{\mathrm{B}} Q_{\mathrm{CM}}^{2} + \theta_{\mathrm{T}} Q_{\mathrm{CM}}^{2}}, \qquad (2.184)$$

где

$$S_{\rm B} = 0,03415 \frac{\bar{\rho}\rho H}{z_{\rm cp} T_{\rm cp}}; \tag{2.185}$$

$$\theta_{\rm B} = 0.01414 \cdot 10^{-10} \,\lambda_{\rm cm,B} \frac{z_{\rm cp,B}^2 \, \overline{\Gamma}_{\rm cp,B}^2 \, \overline{\rho} \, L_{\rm \Gamma}}{\rho d^5} (e^{2S_{\rm B}} - 1); \qquad (2.186)$$

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \,\lambda_{\rm cm,r} \,\frac{z_{\rm cp,r} T_{\rm cp,r} \,\bar{\rho} \,L_{\rm r}}{d^5} \,, \tag{2.187}$$

H – глубина скважины по вертикали, м;  $L_r$  – длина горизонтальной части ствола, м;  $z_{cp.B}$ ,  $z_{cp.r}$  – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре в вертикальной и горизонтальной частях ствола:

$$p_{\rm cp.B} = (p_{\rm y} + p_{\rm 3.II})/2; \ p_{\rm cp.F} = (p_{\rm 3.II} + p_{\rm 3.II})/2;$$
 (2.188)

$$T_{\rm cp.B} = (T_{\rm y} + T_{\rm 3.ft})/2; \ T_{\rm cp.r} = (T_{\rm 3.ft} + T_{\rm 3.ft})/2;$$
 (2.189)

*р*<sub>з.п</sub>, *Т*<sub>з.п</sub> – давление и температура в сечении перехода от вертикального к гори-

зонтальному участку;  $p_{3,n}$ ,  $T_{3,n}$  – давление и температура около дна скважины;  $\lambda_{\text{см.в.}}$ ,  $\lambda_{\text{см.г.}}$  – коэффициенты гидравлического сопротивления труб соответственно в вертикальной и горизонтальной частях ствола.

При наличии фонтанных труб, частично перекрывающих ствол скважины, для вертикальной части ствола следует использовать формулу, полученную для вертикальной скважины, в продукции которой имеется жидкость [12]. Забойное давление около башмака фонтанных труб

$$p_{3.6} = \sqrt{p_{3.8}^2 + \theta_{L_1} Q_{cM}^2}, \qquad (2.190)$$

где

$$\theta_{\rm r} = 0,0965 \cdot 10^{-12} \,\lambda_{\rm cM,\Phi} \,\frac{z_{\rm cp,\Phi} \,\overline{p} \,L_1}{d^5}.$$
(2.191)

Параметры  $\lambda_{cм.\phi}$ ,  $z_{cp.\phi}$ ,  $T_{cp.\phi}$ , входящие в формулу (2.191), вычисляют так же, как и при использовании формулы (2.181).

При определении давления в затрубном пространстве и в зоне  $L_r - L_1$ , где фонтанные трубы отсутствуют, порядок расчета такой же, как и в предыдущих подразделах.

#### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЕ

Для определения забойного давления по длине горизонтального ствола использованы следующие параметры горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами:

устьевое давление скважины  $p_y = 10 \text{ M}\Pi a;$ 

глубина вертикальной части ствола  $H_{\rm B} = 1500$  м;

радиус кривизны скважины R = 200 м;

угол охвата заданного отклонения от вертикали  $\alpha = 18^{\circ}$ ;

длина горизонтальной части ствола  $L_{\rm r} = 1000$  м;

внутренний диаметр обсадной колонны D = 0,1524;

длина фонтанных труб в горизонтальной части ствола  $L_1 = 500$  м;

внутренний диаметр фонтанных труб d = 0,0762; 0,0889; 0,1016; 0,1143;

дебит горизонтальной газоконденсатной скважины  $Q_r = 200, 500, 1000, 2000$  тыс. м<sup>3</sup>/сут и  $Q_{\star} = 10, 100, 200, 500, 1000$  и 2000 м<sup>3</sup>/сут.

При этих исходных данных рассчитаны забойные давления: на глубине  $H_{\rm B} - p_{3,\rm B}$ , в начале горизонтального ствола –  $p_{3,\rm B}$ , около башмака фонтанных труб –  $p_{3,\rm G}$ , в конце горизонтального ствола –  $p_{3,\rm R}$  (около дна скважины) и затрубное давление при входе горизонтального ствола в продуктивный пласт (под пакером) –  $p_{3,\rm R}$ , а также разности давлений

$$\Delta p_1 = p_{3.B} - p_{3.B}; \tag{2.192}$$

$$\Delta p_2 = p_{3.6} - p_{3.n}; \tag{2.193}$$

$$\Delta p_3 = p_{3,a} - p_{3,6}; \tag{2.194}$$

$$\Delta p_4 = p_{3.3} - p_{3.6}. \tag{2.195}$$

Результаты расчетов представлены в табл. 2.9 и 2.10.

Габлица 2.9

0,00221 0,00191 0,00176 0,01175 0,01109 0,00996 0,08218 0,07427 0,06842 0,00138 0,0020 0,00110 0,00636 0,00197 0,01797 0,01710 0,05275 0,05083 0,03834 0,3454 0,03217 0,10378 0,09540 0,09278 0,00414 0,00358 0,00329 0,02307 0,02179 0,01954 0,00674 å 0,000172 0,000148 0,000136 0,006465 0,006226 0,006160 0,003036 0,002703 0,002515 0,000178 0,000153 0,000141 0,000834 0,000785 0,000706 0,002423 0,002202 0,002096 0,000177 0,000152 0,000139 0,000935 0,000877 0,000783 0,008163 0,007467 0,007271 0,000991 0,000929 0,000825 0,003526 0,003109 0,002855 å 0,046429 0,040065 0,036566 0,838163 0,739178 0,681885 0,483344 0,423350 0,385544 0,101149 0,087255 0,079598 0,506108 0,474181 0,42241 0,253217 0,236920 0,209453 0,033439 0,020227 0,018472 0,133221 0,124660 0,110011 3,97628 3,76275 3,74768 2,27016 2,05141 1,98226 ,49463 ,34356 ,26854 ŝ Значения забойного давления (МПа) при линейном распределении дебита по стволу горизонтальной газоконденсатной скважины (D = 0,1524 м) 0,16468 0,18014 0,22738 0,70101 0,83769 0.95399 0,10268 0,12999 0,20573 0,24017 0,28907 0,41980 0,48695 0,58002 0,07354 0.09864 0,12536 0,10091 0,11312 0,14870 0,08543 0,31043 0,35725 0,42596 0,12141 0,13470 0,17394 0,14950 0,17897 0,21723 0,07705 0.14101 ā 12,5634 12,8246 13,5723 14,7277 15,1681 16,0758 20,7566 21,8668 23,3166 36,1714 38,8449 42,0008 2,4231 13,2256 13,5124 14,3420 16,5010 17,3143 18,3188 11,7626 12,3032 12,8620 14,3934 15,0550 15,8459 12,1377 12,7154 13,3189 11,8714 25,6238 27,2781 29,2323 d'a 12,1364 12,7143 13,3180 14,7218 15,0625 16,0707 20,7393 21,8511 23,3016 36,1251 38,8007 41,9561 11,8694 12,4213 12,9936 13,2147 13,5021 14,3328 16,4657 17,2825 18,2891 25,5282 27,1902 29,1468 11,7587 12,2998 12,8589 12,5413 12,8037 13,5536 14,3147 14,9838 15,7804 đ 36,1186 38,7946 41,9499 12,1363 12,7142 13,3178 14,7209 15,0617 16,0700 20,7369 21,8489 23,2995 12,4212 13,2138 13,5013 14,332 16,4626 17,2798 18,2866 25,5200 27,1827 29,1396 11,7585 12,2097 12,8587 12,5403 12,8028 13,5527 14,3112 14,9807 15,7775 11,8692 pa6 15,6245 16,5406 17,6047 11,7351 12,2794 12,8403 14.2148 14.5875 15.6476 19.2423 20.5053 22.0309 32,1424 35,0469 30,1872 11,8228 12,3811 12,9569 12,9606 13,2643 14,1226 23,2499 25,1313 27,1573 13,8279 14,5574 15,3920 12.0351 12.6269 13.2382 12,4071 (2,6782 13,4427 р<sub>ал.</sub>  $\frac{18,9319}{20,1480}$ 21,6050 11,9497 12,5146 13,0972 14,0501 14,4074 15,4202 31,4414 34,2092 37,2332 11,7457 12,2784 12,8269 12,8392 13,1296 13,9486 15,4187 16,3004 17,3157 22,8301 24,6444 26,5773 11,6615 12,1808 12,7149 12,3062 12,5650 13,2940 13,6784 14,3784 15,1747 D3.8 TMC. M<sup>3</sup>/CVT <u>885</u> 200 288 <u> 288</u> 288 2000 <u> 988</u> 288 ð <u>988</u> 288 288 Q, M<sup>3</sup>/cyt 2000 1000 2000 1000 1000 200 20 200 20 200 ŝ THIC. Днаметр труб d, м 0,0889 0,0762 0,1016

Q3 M3/CYT TB	E E	Qж с. м <sup>3</sup> /сут	p.a.	p <sub>an</sub> .	p.6	prd	erd	φpı	$\Delta p_2$	۶dv	ζpι
2000 1000 18,2195 18	100         18,2195         18           1000         19,5609         19           2000         20,8989         21	18,2195 18	18	,5041	19,9164	19,9265	20,1548	0,28453	1,41229	0,010159	0,23842
2000 1000 19,5609 19		19,5609 19	19	,8871	21,1277	21,1367	21,3435	0,326199	14,24057	0,009029	0,21580
2000 20,8989 21		20,8989 21	21	,2962	22,4627	32,4713	22,6666	0,397338	1,16649	0,008562	0,20389
10         11,6228         11           200         100         12,1359         12           200         12,6633         12	10         11,6228         11           100         12,1359         12           200         12,6633         12	11,6228 11 12,1359 12 12,6633 12	121	6947 2327 7865	11,7075 12,2437 12,7966	11,7077 12,2438 12,7967	11,7181 12,2528 12,8050	0,71928 0,96770 0,123205	0,016687 0,011034 0,010083	0,000179 0,000155 0,000141	0,01053 0,00910 0,00836
100         12,0541         12,1           500         200         12,2974         12,11           500         12,0821         13,1	100 12,0541 12,1	12,0541 12,1	12,1	449	12,2189	12,2200	12,2791	0,090829	0,074043	0,001019	0,06015
	200 12,2974 12,1	12,2974 12,1	12,1:	2399	12,4692	12,4701	12,5261	0,102472	0,069309	0,000955	0,05689
	500 12,9821 13,1	12,9821 13,1	13,1	184	13,1796	13,1804	13,2306	0,136253	0,061177	0,000847	0,05101
1000 1000 12,7876 12,5	100         12,7876         12,5           500         13,3846         13,5           1000         14,0659         14,2	12,7876 12,5	12,9	0056	13,1906	13,1945	13,4172	0,11798	0,285032	0,003863	0,22659
500 13,3846 13,5		13,3846 13,5	13,5	5293	13,7786	13,7820	13,9858	0,14467	0,249363	0,003394	0,20718
1000 14,0659 14,2		14,0659 14,5	14,2	2435	14,4692	14,4723	14,6592	0,17763	0,225699	0,00092	0,19000
2000         100         15,6002         15,8           2000         1000         16,6655         16,9           2000         17,6765         17,9	100         15,6002         15,8           1000         16,6655         16,9           2000         17,6765         17,9	15,6002 15,8 16,6655 16,9 17,9 17,9	15,8 16,9 17,9	086 081 721	16,7192 17,6957 18,6986	16,7313 17,7063 18,7084	17,4277 18,3463 19,3003	0,20835 0,24258 0,29565	0,910645 0,787614 0,72643	0,012126 0,010587 0,009851	0,70848 0,65061 0,60176

Продолжение табл. 2.9

#### Таблица 2.10

#### Значения забойного давления (MIIa) при нелинейном распределении дебита по стволу горизонтальной газоконденсатной скважины (D = 0,1524 м)

Диа- метр труб <i>d</i> , м	Q <sub>г</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	р <sub>з.в</sub>	р <sub>з.н.</sub>	<b>p</b> 16	р <sub>зл</sub>	p	Δ <b>p</b> 1	$\Delta p_2$	$\Delta p_3$	$\Delta p_4$
	200	10 100 200	11,9497 12,5146 13,0972	12,0351 12,6269 13,2382	12,1363 12,7142 13,3178	12,1364 12,7143 143,3180	12,1373 12,7150 13,3186	0,08543 0,11231 0,14102	0,101149 0,087255 0,079598	0,000123 0,000107 0,000099	0,00099 0,00085 0,00085
0,0762	500	100 200 500	14,0501 14,4074 15,4202	14,2148 14,5875 15,6476	14,7209 15,0617 16,0700	14,7218 15,0625 16,0707	14,7257 15,0662 16,0741	0,16469 0,18014 0,22738	0,506108 0,474181 0,42241	0,000597 0,000564 0,000513	0,00078 0,00480 0,00454
	1000	100 500 1000	18,9319 20,1480 21.6050	19,2423 20,5053 22,0309	20,7369 21,8489 23,2995	20,7393 21,8511 23,3016	20,7510 21,8617 23,3116	0,31043 0,35725 0,42596	1,49463 1,34356 1,26854	0,001730 0,001583 0,001519	0,00410 0,01281 00,0122
 	2000	100 1000 2000	31,4414 34,2092 <u>37,2332</u>	32,1424 35,0469 30,1872	36,1186 38,7946 41,9499	36,1251 38,8007 41,9561	36,1562 38,8304 41,9862	0,70101 0,83769 0,95399	3,97628 3,76275 3,74768	0,004612 0,004504 0,004424	0,0376 0,03623 0,0359
	200	100 100 200	11,7457 12,2784 12,8269	12,3811 12,9569	12,4212 12,9935	11,8094 12,4213 12,9936	11,8708 12,4225 12,9947	0,10268 0,12999	0,040429 0,040065 0,036566	0,000126 0,000109 0,000102	0,00136 0,00125
0,0889	500	200 500	12,8592 13,1296 13,9486	13,2643 14,1226	13,5013 14,332	13,5021 14,3328	13,2222 13,5092 14,3391	0,12141 0,13470 0,17394	0,236920 0,209453	0,000689 0,000637 0,000569	0,00838 0,00791 0,0071
	1000	100 500 1000	15,4187 16,3004 17,3157	15,6245 16,5406 17,6047	16,4626 17,2798 18,2866	16,4657 17,2825 18,2891	16,4900 17,3044 18,3096	0,20573 0,24017 0,28907	0,838163 0,739178 0,681885	0,002168 0,001943 0,001824	0,02733 0,02463 0,02293
	2000	100 1000 2000	22.8301 24,6444 26,5773	23,2499 25,1313 27,1573	25,5200 27,1827 29,1396	25,5282 27,1902 29,1468	25,5940 27,2507 29,2057	0,41980 0,48695 0,58002	2,27016 2,0541 1,98226	0,008163 0,007467 0,005261	0,10378 0,0954 0,06614
	200	10 100 200	11,6615 12,1808 12,7149	11,7351 12,2794 12,8403	11,7585 12,2097 12,8587	11,7587 12,2998 12,8589	11,7615 12,3022 12,8611	0,07355 0,09864 0,12536	0,023439 0,20227 0,018472	0,000127 0,000111 0,000103	0,00295 0,00255 0,00234
0,1016	500	200 500	12,3062 12,5650 13,2940	12,4071 12,6782 13,4427	12,5403 12,8028 13,5527	12,5410 12,8032 13,5533	12,5568 12,8183 13,5667	0,10091 0,11312 0,14870	0,133221 0,124660 0,110011	0,000709 0,000667 0,000599	0,01645 0,0155 0,01393
	1000	100 500 1000	13,6784 14,3784 15,1747	13,8279 14,5574 15,3920	14,3112 14,9807 15,7775	14,3137 14,9829 15,7796	14,3698 15,0337 15,8263	0,14950 0,17897 0,21723	0,483344 0,423350 0,385544	0,002517 0,002235 0,002070	0,05862 0,05298 0,04879

Диа- метр Труб Тыс. м <sup>3</sup> /с.	0,1016 2000	200	0.1143 500	1000	2000
VT TMC. M <sup>3</sup> /CVT	100 1000 2000	100 2000	200 200 200	100 500 1000	100 1000 2000
p.s	18,2195	11.6228	12.0541	12,7876	15,6002
	19.5609	12.1359	12,2974	13.3846	16,6655
	20,8989	12.6633	12,9821	14,0659	17,6765
p.n.	18,5041	11.6947	12,1449	12,9056	15,8086
	19,8871	12.2327	12,12399	13,5293	16,9081
	21,2962	12,7865	13,1184	14,2435	17,9721
ðı¢	19,9164	11,7075	12,2189	13,1906	16,7192
	21,1277	12.2437	12,4692	13,7786	17,6957
	22,4627	12.7966	13,1796	14,4692	18,6986
hun	19,9236	11.7077	12,2197	13,1934	16,7279
	21,1341	12.2438	12,4699	13,7811	17,7033
	22,4689	12,7967	13,1802	14,4715	18,7057
c.rd	20.0866	11,7150	12,2619	13,3525	17,2272
	21,2817	12,2502	12,5097	13,9267	18,1624
	22,6082	12,8026	13,2159	14,6049	19,1293
ιdγ	0,28453	0,071928	0,90829	0,11798	0,20835
	0,326199	0,096770	0,102472	0,14467	0,24258
	0,397338	0,123205	0,136253	0,17763	0,29565
ζφ2	1,41229	0,012787	0,074043	0,285032	0,910645
	1,24057	0,011034	0,069309	0,249363	0,078614
	1,16649	0,010083	0,061177	0,225699	0,072643
۶đ	0,007247	0,000128	0,000729	0,002858	0,008450
	0,006484	0,000112	0,000686	0,002439	0,007603
	0,006194	0,000103	0,000616	0,002242	0,007127
۶dv	0,1702	0,00750	0,04291	0,1619	0,50796
	0,15404	0,00649	0,04058	0,14803	0,4664
	0,1455	0,00596	0,03638	0,0357	0,4308

Продолжение табл. 2.10

Анализ результатов расчетов показывает, что в значительном числе вариантов расчета забойное давление в горизонтальной части ствола изменяется существенно, поэтому оно не может быть принято постоянным по длине горизонтальной скважины. Следует отметить, что с увеличением количества жидкости в продукции скважины возрастают потери давления в вертикальной и искривленной частях. Потери давления в горизонтальной части ствола (в фонтанных трубах, от башмака фонтанных труб до дна скважины и в затрубном пространстве) при аналогичных условиях уменьшаются.

Приведенные результаты позволяют установить диапазоны изменения дебита смеси, при котором забойное давление по длине горизонтального ствола можно принять постоянным и использовать при обработке результатов исследования методом установившихся отборов.

# 2.5. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

### ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ, СНЯТЫХ В ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

Для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и обоснования режима работы скважин проводят исследования при стационарных режимах фильтрации. Результаты исследований обрабатывают различными методами, среди которых наибольшее распространение получила *нелинейная двучленная формула*, предложенная Е.М. Минским. На результаты исследования газовых скважин при стационарных режимах влияют разные факторы, связанные со свойствами пористой среды и насыщающих ее флюидов, с геометрией дренируемой зоны, точностью определения термобарических параметров газа и т.д.

Форма индикаторных кривых позволяет предпочтительно оценить существование и влияние различных факторов на результаты испытания газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин при стационарных режимах фильтрации. По форме индикаторной кривой (рис. 2.18) можно установить качество испытания, достоверность использованных параметров и причину, вызвавшую отклонение полученной линии от стандартной. Стандартная индикаторная кривая, не искаженная влиянием разных факторов, (кривая 5 на рис. 2.18), описывается формулой

$$p_{\rm HA}^2 - p_{\rm a}^2 = aQ + bQ^2. \tag{2.196}$$

Коэффициенты пропорциональности между  $\Delta p^2$  и Q, т.е. коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b, имеют постоянные значения. Они не зависят от дебитов и забойных давлений. На эти коэффициенты оказывают влияние свойства пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов.



Рис. 2.18. Формы индикаторных кривых при испытании газовых и газоконденсатных скважин

При плоскорадиальной стационарной фильтрации газа к совершенной скважине

$$a = \frac{\mu(p,T) z(p,T) p_{aT} T_{u,T}}{\pi k h T_{cT}} \ln \frac{R}{r_c}; \quad b = \frac{p_{aT} p_{aT} T_{n,T} z(p,T)}{2\pi^2 l h^2 T_{cT}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right).$$
(2.197)

Параметры пористой среды и газа в формуле (2.196) выражают их среднее значение в пределах от  $r_c$  до  $r_x$  и от  $p_3$  до  $p_{nn}$ . При значительном перепаде давления значения  $\mu$ , z, k, l и  $T_3$  у забоя скважины существенно отличаются от их значений у контура питания. Многочисленные исследования характера изменения  $\mu$ , z, k, l от давления и температуры для однородного пласта с постоянной толщиной позволяли достоверно расшифровать индикаторные кривые с учетом изменения этих параметров.

Намного сложнее интерпретация индикаторных кривых, снятых в скважинах, вскрывших неоднородные многослойные пласты с переменной толщиной газоотдающих интервалов при различных депрессиях на пласт. Следует подчеркнуть, что обработка индикаторных кривых, снятых в скважинах, вскрывших однородные или неоднородные по радиусу пласты с переменной от забоя до контура толщиной не затруднена, если на каждом режиме работают все пропластки, независимо от проницаемости. При этом должен быть известен характер изменения толщины пласта в интервале от  $r_c$  до  $R_{\rm x}$ . Как правило, пласты с переменной толщиной характеризуются линейным (экспоненциальным, параболическим) изменением h(r). Для линейного изменения h(r) приток газа к скважине описывается уравнением

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k}\frac{Q}{F} + \frac{\rho}{l}\frac{Q^2}{F^2},$$
 (2.198)

где  $F = 2\pi r h(r)$  и  $h(r) = \alpha + \beta r$ . Значения коэффициентов пропорциональности определяют из граничных условий  $r = r_c$ ,  $h(r_c) = h_c$  и  $r = r_\kappa$ ,  $h(r_\kappa) = h_\kappa$ . С учетом граничных условий

$$h(r) = h_{\kappa} - \frac{(h_{\kappa} - h_{c})(r_{\kappa} - r_{c})}{r_{\kappa} - r_{c}}.$$
 (2.199)

Тогда уравнение притока будет иметь вид

$$p_{nn}^2 - p_3^2 = \frac{a_1 Q}{\alpha} \ln \frac{\alpha + \beta r}{r} \Big|_{r_c}^{r_k} + b_1 Q^2 \beta \left[ \frac{1}{\alpha [\alpha + \beta r]} + \frac{1}{\beta r \alpha^2} - \frac{r}{\alpha^3} \ln \frac{\alpha + \beta r}{r} \right] \Big|_{r_c}^{r_k}.$$
 (2.200)

Если на всех режимах работают все пропластки многослойной залежи, то независимо от изменения h(r) и неоднородности этих пропластков при обработке индикаторных кривых получим постоянные коэффициентов a и b.

Ниже рассмотрены случаи, когда индикаторные кривые искажены под влиянием различных факторов. В ряде случаев искаженные индикаторные кривые не поддаются обработке известным стандартным способом.

1. Если значение пластового давления завышено, а забойное давление определено правильно, или если пластовое давление определено, а значение забойных давлений в одинаковой степени завышены, то индикаторная кривая проходит выше начала координат (кривая 4 на рис. 2.18).

2. Если значения забойных давлений определены правильно, а пластовое занижено, или если пластовое давление определено правильно, а забойное завышено, то индикаторная кривая проходит ниже начала координат (кривая 6 на рис. 2.18). Из изложенного следует, что если пластовое давление восстановилось не полностью или забойные давления и дебиты не полностью стабилизировались после пуска скважины в работу на режимах, то индикаторная кривая  $\Delta p^2$  (Q) может проходить не через начало координат.

3. Если в процессе испытания происходит значительное очищение призабойной зоны, то коэффициенты сопротивления уменьшаются от режима к режиму, и поэтому с ростом дебита индикаторная кривая становится более пологой. Здесь под очищением призабойной зоны следует понимать вынос столба жидкости и песчаной пробки из ствола скважины у забоя; вынос фильтрата или выпавшего конденсата из пласта в призабойной зоне; разрушение и вынос частиц породы из слабосцементированных пород; разрушение образовавшихся в призабойной зоне гидратных пробок и др. Однако очищение призабойной зоны не единственная причина получения более пологой индикаторной кривой с ростом депрессии на пласт. Если такая индикаторная кривая является результатом очищения призабойной зоны в процессе испытания, то при обратном ходе испытания, т.е. при снижении дебита, точки кривой, соответствующие небольшим дебитам, опускаются значительно ниже кривой прямого хода (кривые 4-6 на рис. 2.18).

4. Если и после обратного хода испытания скважины на нескольких режимах индикаторная кривая сохраняет форму, аналогичную кривой 2, то это является результатом подключения в эксплуатацию новых газонефтенасыщенных толщей, а также результатом влияния других факторов, на которых остановимся далее.

5. Если в процессе испытания происходит уменьшение проницаемости, вызванное большой депрессией на пласт, то индикаторная кривая аналогична кривой 4 на рис. 2.18. Подобный характер индикаторной кривой встречается при испытании низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, а также при уменьшении газонасыщенной толщи пласта в результате образования конуса нефти (воды) и одновременного притока газа и подошвенной жидкости. Индикаторная кривая, подобная кривой 6 на рис. 2.18, характерна для скважин, вскрывших низкопродуктивные пласты. Индикаторная кривая, имеющая выпуклость к оси  $\Delta p^2$  и становящаяся более пологой с ростом дебита, может получиться и при взаимодействии близкорасположенных скважин при их кустовом размещении. Для выявления истинной причины отклонения индикаторной кривой от стандартной, проходящей через начало координат при кустовом размещении скважин, необходимо провести контрольные испытания при закрытых соседних по кусту скважинах, что позволит исключить влияние их работы на результаты исследуемой скважины.

Для оценки характера изменения индикаторной кривой типа 5 (см. рис. 2.18) за счет изменения газонасыщенной толщины в процессе испытания скважин необходимо учесть влияние фильтрационных свойств новых интервалов и свойств газа; различие пластовых давлений основного пласта и новых интервалов, подключающихся в работу при увеличении депрессии на пласт; влияние процесса загрязнения или очищения призабойной зоны; степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах; характер изменения от забоя до контура питания толщины пласта и т.д.

Иными словами, степень влияния нового интервала на результаты испытания скважины при больших депрессиях зависит от толщины и проницаемости этого интервала по сравнению с аналогичными параметрами основного интервала. Она может быть установлена в явной форме, если нет гидродинамической связи между основным газо- и нефтенасыщенным интервалом и вновь включенным или если вертикальная проницаемость нового интервала равна нулю. При наличии гидродинамической связи пластовые давления основного и вновь подключенного интервала в большинстве случаев будут одинаковыми, поэтому искажения формы индикаторной линии вследствие разности пластовых давлений не будет.

Влияние включения новых пропластков на форму индикаторной кривой для чисто газовых месторождений без учета изменения толщины газоотдающего интервала за счет внедрения подошвенной воды рассмотрено в работе [85] на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения.

## УЧЕТ ВЛИЯНИЯ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ ИЗМЕНЕНИЯ РЕАЛЬНЫХ СВОЙСТВ ГАЗА И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ

Форма индикаторных кривых зависит от характера аналитической связи между  $\Delta p^2$  и дебитом скважины. При постоянных на всех режимах работы скважины коэффициентах пропорциональности между  $\Delta p^2$  и Q, названных коэффициентами фильтрационного сопротивления a и b, индикаторная кривая, построенная по данным испытания скважин, имеет вид параболы. Постоянными коэффициенты a и b могут быть в двух случаях: 1) если параметры, входящие в эти коэффициенты, постоянны на всех режимах; 2) если параметры, входящие в эти коэффициенты изменяются так, что в результате a и b остаются постоянными.

Ниже рассмотрено влияние каждого параметра, входящего в структуру коэффициентов *a* и *b*, при изменении давления в процессе испытания скважины. Под влиянием каждого из параметров, от которых зависят коэффициенты *a* и *b*, происходит изменение формы индикаторных кривых. Влияние физических свойств газа. Наиболее существенно на значения *a* и *b* влияют коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа. Степень этого влияния зависит от изменения давления и температуры в процессе испытания скважины. Для совершенной скважины связь между коэффициентами *a* и *b* и коэффициентами вязкости и сверхсжимаемости газа описывается уравнениями

$$a = \frac{\mu(p,T) \, z(p,T) p_{a\tau} T_{n\tau}}{\pi k h T_{c\tau}} \ln \frac{R}{r_c}; \qquad (2.201)$$

$$b = \frac{\rho_{\rm ar} \, p_{\rm ar} \, T_{\rm n,r} \, z(p,T)}{2\pi^2 \, l \, h^2 \, T_{\rm cr}} \left(\frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{R}\right). \tag{2.202}$$

В формулах (2.201) и (2.202) значения коэффициентов  $\mu(p, T)$  и z(p, T) характеризуют область изменения давления и температуры от  $r_c$  до  $r_\kappa$  на различных режимах испытания скважины. Приближенный учет изменения реальных свойств газа от давления выполнен в работе [85].

В пределах депрессионной воронки изменение температуры

$$\Delta T = T_{n\pi} - T_{3} = D\left(p_{n\pi} - p_{3}\right) \frac{\lg[1 + GC_{p}\tau/(\pi hC_{n}r_{c}^{2})]}{\lg(r_{\kappa}/r_{c})},$$
(2.203)

где  $T_{n,n}$ ,  $T_3$  – пластовая и забойная температуры газа; D – коэффициент Джоуля – Томсона; G – массовый расход газа;  $C_p$ ,  $C_n$  – теплоемкости газа и породы;  $\tau$  – время работы скважины.

Расчеты показывают, что в процессе испытания температура газа в пределах депрессионной воронки при незначительных перепадах давления изменяется несущественно, поэтому процесс фильтрации считается (оправданно) изотермическим. Для изотермической плоскорадиальной фильтрации газа при линейном законе сопротивления уравнение имеет вид

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r\frac{k(p)p}{\mu(p)z(p)}\frac{\partial p}{\partial r}\right] = \frac{\partial}{\partial t}\left[m(p)\frac{p}{z(p)}\right].$$
(2.204)

Уравнение (2.204) можно решить различными приближенными методами. Одним из них является метод усреднения. Сущность этого метода состоит в усреднении по координате правой части уравнения (2.204). Это означает, что пористость пласта не зависит от координаты, а является функцией среднего давления. Физически это равносильно пренебрежению изменением упругих запасов, вызванным понижением давления от контура к забою скважины. Если учесть, что в газовых пластах основные изменения давления происходят в призабойной зоне, то такое допущение приемлемо. Решение уравнения (2.204) методом усреднения, а также решение уравнения установившейся фильтрации газа, позволяющего учесть влияние изменения  $\mu(p)$  и z(p), приведены в [85].

В случае стационарной фильтрации газа к скважине результаты испытания с учетом изменения коэффициентов вязкости  $\mu$  и сверхсжимаемости z от давления могут быть обработаны по формуле

$$\frac{p_{\pi\pi}^2 - p_3^2}{\mu_{\rm cp} z_{\rm cp}} = a^* Q + b^* Q^2, \qquad (2.205)$$

где

$$\mu_{\rm cp} = 0.5[\mu(p_{\rm nn}) + \mu(p_{\rm s})]; \ z_{\rm cp} = 0.5[z(p_{\rm nn}) + z(p_{\rm s})];$$

159

$$a^* = \frac{p_{\rm ar} T_{\rm nn}}{\pi \, k h T_{\rm cr}} \ln \frac{r_{\rm \kappa}}{r_{\rm c}}; \quad b^* = \frac{\rho_{\rm ar} \, p_{\rm ar} \, T_{\rm nn}}{2\pi^2 \, l \, h^2 \, T_{\rm cr}} \left(\frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{r_{\rm \kappa}}\right). \tag{2.206}$$

Для оценки степени влияния изменения коэффициентов  $\mu(p)$  и z(p) на форму индикаторной кривой рассмотрим пример со значительными изменениями  $p_3$  в процессе испытания скважин.

Пример. Для получения промышленных притоков газа в процессе испытания в некоторых разведочных скважинах Карачаганакского месторождения создавали депрессии до 30 МПа. Одной из них является разведочная скв. 5. В процессе ее испытания давление снижалось от  $p_{\pi\pi} = 58,7$  МПа до  $p_3 = 25$  МПа. Пластовая температура  $T_{\pi\pi} = 353$  К. Результаты расчетов изменения вязкости и коэффициента сверхсжимаемости в зависимости от давления приведены в табл. 2.11 и 2.12. При атмосферном давлении в зависимости от температуры вязкость смеси  $\mu_{cM}^{ar}$  имеет различные значения: 0,01184 Па·с при 353 К; 0,01034 Па·с при 313 К. В табл. 2.12  $\omega_i$  – фактор эксцентричности молекул.

Как видно по данным табл. 2.11, вязкость  $\mu$  при  $T_{n\pi} = 353$  К и изменении давления от  $p_{n\pi}$  до  $p_3$  изменяется от  $\mu_{n\pi} = 0,0509$  мПа·с до  $\mu_3 = 0,0308$  мПа·с. При температуре T = 313 К  $\mu_{n\pi} = 0,062$  мПа·с и  $\mu_3 = 0,038$  мПа·с. В среднем при изменении давления ( $p = p_{n\pi}/p_3$ ) в 2,3 раза вязкость уменьшается в 1,6 раза. Расчеты показывают, что при снижении давления на забое до 30 МПа температура газа в призабойной зоне снижается до 10 °С. Сравнение вязкости при  $T_{n\pi} = 353$  К и  $T_3 = 333$  К показывает, что снижение температуры на 20 °С незначительно влияет на  $\mu(p, T)$ . На основании этого при обработке результатов можно допустить, что основное изменение  $\mu$  происходит вследствие изменения давления. Характер изменения  $\mu(p, T)$  для скв. 5 показан на рис. 2.19, *a*.

Обработка результатов испытания скважины с учетом изменения коэффициента  $\mu$  от давления и температуры показывает, что только эти изменения не могут являться причиной образования кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ .

Влияние на форму индикаторной кривой изменения коэффициента сверхсжимаемости газа z в зависимости от давления и температуры определено тремя способами. Результаты расчетов z(p, T) приведены в табл. 2.12 и показаны на рис. 2.19, б. Как видно, изменение температуры газа от  $T_{n\pi} = 353$  К до  $T_y =$ = 313 К практически не влияет на значение z(p, T) в диапазоне изменения давления от  $p_{n\pi} = 58,7$  МПа до  $p_3 = 25$  МПа, поэтому при обработке результатов испытания влиянием изменения температуры в зоне фильтрации (от конуса до забоя) в большинстве случаев можно пренебречь.

Изменение z в зависимости от давления в рассматриваемом случае весьма существенно. Достаточно отметить, что при снижении давления от  $p_{n,n} =$ = 58,7 МПа до  $p_3 = 25$  МПа коэффициент z(p) уменьшается от  $z_{n,n} = 1,35$  до  $z_3 = 0.8$ , т.е. в 1,7 раза. Таким образом, при максимальном снижении давления более чем на 30 МПа, коэффициенты a и b, при постоянстве всех остальных параметров уменьшаются на 70 %. На остальных режимах испытания забойные давления будут больше, поэтому коэффициенты a и b уменьшаются незначительно. Если причиной образования индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$  является зависимость z от p, то при обработке такой кривой с учетом z будут получены истинные коэффициенты сопротивления. Кривые, искаженные

Ţ
دە
δ
H.
И
Ħ
ы
21
Ξ

Pea
ультаты і
асчетов
вязкости г.
аза скв.
2 8
зависимости
9
цавления
и темпе
ратуры

Итого	$C_{1}^{C}$	Компо-
1,000	0,6792 0,0540 0,0110 0,0110 0,1340 0,0060 0,0340	x
	16,042 30,068 44,094 58,120 72,150 28,016 44,011 34,082	$M_b$ кг/моль
	0,6679 1,263 1,872 2,502 3,221 1,165 1,842 1,434	<i>р</i> <sub><i>i</i></sub> при <i>T</i> ≈ 293 К
	46,95 49,76 38,00 34,65 75,27 91,85	<i>р</i> <sub>кр</sub> ∙10, МПа
	190,55 305,43 369,82 416,64 465,00 126,26 304,2 373,60	T <sub>sp</sub> , K
1,1884	0,4536 0,0682 0,0468 0,0275 0,4316 0,4316 0,0070 0,1050 0,0487	xipi
4,83	31,89 2,68 1,08 0,42 4,61 0,21 4,29 3,12	$x_i p_{kp}$
252,84	129,42 16,49 9,24 4,58 62,31 0,76 17,34 12,70	$x_i T_{ m kp}$
	0,0127 0,0118 0,0098 0,0089 0,0089 0,0078 0,0173 0,0173 0,0152	μ <sub>ат</sub> при T = 353 К
	4,00 5,48 7,62 5,29 5,84 5,84	$\sqrt{M_i}$
5,009	$\begin{array}{c} 2,717\\ 0,0296\\ 0,166\\ 0,084\\ 1,138\\ 0,023\\ 0,378\\ 0,198\end{array}$	$x_i M_i^{0,5}$
0,0593	0,00345 0,00016 0,0007 0,00065 0,00065	$\mu_{\rm ar}  x_i  M_i^{0,5}$

Продолжение табл. 2.11

_			-
Итого	$\begin{array}{c} {\rm CH}_4 \\ {\rm C}_2 {\rm H}_6 \\ {\rm C}_3 {\rm H}_8 \\ {\rm C}_4 {\rm H}_1 \\ {\rm C}_5 {\rm H}_{12} \\ {\rm N}_2 \\ {\rm N}_2 \\ {\rm CO}_2 \\ {\rm H}_{2S} \end{array}$	нент	Kommo-
	25,000,000,000,000,000,000,000,000,000,0	МПа	<b>D</b>
	12,15 11,39 10,35 9,32 8,28 7,25 6,21 5,17	$p_{np}$ , Mila	i
	4,4 3,7 2,9 2,9 2,9 2,9	$T_{\rm np} = 1.4$	ц <b>*</b> ( <i>a</i> ) ши
	0,0120 0,0102 0,0088 0,0083 0,0072 0,0193 0,0164 0,0141	T = 333 K	цат при
0,0556	0,0326 0,0030 0,00015 0,00082 0,00082 0,00062 0,00028	man - 1 1	. r. M.0,5
	0,0112 0,0096 0,0084 0,0084 0,0078 0,0183 0,0152 0,0134	T = 313 K	
0,0518	0,0304 0,0028 0,0014 0,0006 0,00077 0,00077 0,00057 0,0026	$\mu_{ati} x_i M_i^{or}$	
	4,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3,5 3	$T_{\rm np}=1,387$	щ ц
	354555560 35455790 3726155790	$T_{\rm up} = 1,288$	<i>(p</i> )
	0,0509 0,0497 0,0474 0,0438 0,0438 0,0402 0,0343 0,0343 0,0308	T = 353 K	
	0,0566 0,0522 0,0522 0,0499 0,0477 0,0477 0,0433 0,0338 0,0333	T = 333 K	µ(р)
	0,0620 0,0610 0,0589 0,0569 0,0527 0,0527 0,0476 0,0434 0,0382	<i>T</i> = 313 K	

Таблица 2.12

Данные для	расчета	коэффициентов	сверхсжимаемости	газа	скв.	5
	P=0.0.0					-

Компо- нент	x <sub>i</sub>	р <sub>кр</sub> , МПа	<i>х<sub>і</sub>р</i> кр, МПа	<i>Т</i> <sub>кр</sub> , К	$x_i T_{\kappa p}$ , K	<i>р</i> пл, МПа	<i>р</i> <sub>пр</sub> , МПа	ω <sub>i</sub>	<i>x</i> <sub>i</sub> ω <sub>i</sub>
$\begin{array}{c} CH_4 \\ C_2H_6 \\ C_3H_8 \\ C_4H_{10} \\ C_5H_{12}, \\ N_2 \\ CO_2 \\ H_2S \end{array}$	0,6792 0,0540 0,0250 0,0110 0,1340 0,0060 0,0570 0,0340	4,69 4,98 4,33 3,80 3,44 3,46 7,53 9,18	3,19 0,27 0,11 0,04 0,46 0,02 0,43 0,31	190,55 305,43 369,82 416,64 465,00 126,26 304,20 373,60	$129,42 \\16,49 \\9,24 \\4,58 \\62,31 \\0,76 \\17,34 \\12,70$	58,7 55,0 50,0 45,0 35,0 30,0 25,0	12,15 11,39 10,35 9,32 8,28 7,25 6,21 5,17	0,0104 0,0986 0,1524 0,1920 0,2440 0,0400 0,2310 0,1000	0,0071 0,0053 0,0038 0,0021 0,0327 0,0002 0,0132 0,0034
Итого			4,83		252,84				0,0678

Продолжение табл. 2.12

				<i>z(p)</i> п	о двум пара	метрам	z(p) по трем	<i>z(p)</i> по
Компо- нент	z <sup>(0)</sup>	z <sup>(1)</sup>	$\omega_i z^{(1)}$	<i>T</i> = 313 K	<i>T</i> = 333 K	<i>T</i> = 353 K	параметрам; T = 353 K	Редлиху – Квангу; T = 353 К
CH4	1,36	-0,04	-0,003	1,36	1,33	1,30	1,36	1,36
$  C_2 H_6$	1,32	-0,03	-0,002	1,30	1,27	1,24	1,30	1,32
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,28	~0,02	-0,001	1,20	1,17	1,17	1,28	1,28
$C_4H_{10}$	1,18	~0,01	-0,0007	1,10	1,08	1,11	1,18	1,18
$C_5H_{12+}$	1,08	Ó	0	1,01	0,98	1,02	1,08	1,08
N <sub>2</sub>	0,92	0.04	0,003	0,94	0,91	0,93	0,92	0.92
CO <sub>2</sub>	0.86	0.07	0.004	0.83	0.82	0.84	0.86	0.86
H₂S	0,80	0,10	0,007	0,72	0,74	0,77	0,81	0,80

под влиянием только z при учете изменения z от p, хорошо поддаются обработке.

Одновременное снижение значений  $\mu$  и *z* в зависимости от давления может привести к существенному изменению от режима к режиму коэффициентов *a* и *b*, в частности очень существенно коэффициента *a*. Для рассматриваемого примера при постоянстве всех остальных параметров, входящих в формулу для вычисления *a*, значения коэффициента *a* на первом и последнем режимах будут различаться в 2,7 раза, если значения  $\mu$  и *z* на первом режиме принять за единицу.



Рис. 2.19. Зависимости вязкости (а) и коэффициента сверхсжимаемости (б) газа от давления при разных температурах T: 1 – 313 К; 2 – 333 К; 3 – 353 К

#### Таблица 2.13

$\Delta p^2$	$\Delta p^2/Q$	μ(p)	μ <u></u> (p)	<i>z</i> ( <i>p</i> )	<u></u> z (p)	$\overline{\mu}(p) \ \overline{z}(p)$	$a_0 \overline{\mu}  (p) \overline{z}  (p);$ $a_0 = 0,270$	$b_0 \overline{z} (p); b_0 =$ = 0,000280
14 29 46 66 88	0,280 0,276 0,272 0,262 0,246	0,0509 0,0497 0,0474 0,0438 0,0402	1,000 0,976 0,931 0,860 0,790	1,36 1,30 1,24 1,17 1,10	1,000 0,956 0,912 0,860 0,803	1,000 0,933 0,849 0,740 0,650	0,270 0,250 0,230 0,208 0,175	0,00280 0,000267 0,000255 0,000241 0,000225

Результаты обработки индикаторной кривой с учетом изменения вязкости и коэффициента сверхсжимаемости в зависимости от давления

Прод	олже	ние	табл.	2.13
------	------	-----	-------	------

a²	$4b\Delta p^2$	$(a^2 + 4b\Delta p^2)^{0,5}$	$(a^2 + 4b\Delta p^2)^{0.5}$	2b	Q	$\begin{array}{l} \Delta p^2 + c_0;\\ c_0 = 1,0 \end{array}$	$\frac{\Delta p^2 + c_0}{Q\bar{\mu}(p)\bar{z}(p)}$	$\Delta p^2 + c_1;$ $c_1 = 1,0$	$\frac{\Delta p^2 + c_1}{Q\bar{\mu}(p)\bar{z}(p)}$
0,0729	0,01568	0,02976	0,0276	0,00056	50	15	0,300	14,5	0,290
0,0625	0,03097	0,03058	0,0558	0,000534	105	30	0,206	29,5	0,301
0,0529	0,04692	0,3159	0,0859	0,000510	169	47	0,327	46,5	0,324
0,0400	0,6362	0,3218	0,01218	0,000482	252	67	0,359	66,5	0,356
0,0306	0,07920	0,3316	0,1610	0,000450	358	89	0,382	88,5	0,380

Анализ влияния  $\mu$  и *z* на коэффициенты *a* и *b* (рис. 2.20), а также результатов обработки индикаторной кривой, снятой в скв. 5 (табл. 2.13), показывает, что при учете изменения значений  $\mu$  и *z* от давления изменение *a* и *b* приводит к существенному росту дебита скважины. Это означает, что сохранение равенства (2.196) при неизменном значении левой части формулы происходит в результате уменьшения коэффициентов *a* и *b* от режима к режиму и увеличения дебитов. Пример расчета показывает, что при непрерывно снижающихся коэффициентах *a* и *b* и непрерывно увеличивающихся дебитах образуется индикаторная кривая с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ .

Обработка индикаторной кривой, имеющей выпуклость к оси  $\Delta p^2$  в обычных координатах, приводит к получению отрицательного значения b.

При  $\overline{\mu}(p) = \mu(p)/\mu(p_{n\pi}), \ \overline{z}(p) = z(p)/z(p_{n\pi}), \ a = 0.267, \ b = 0.00028, \ \Delta p^2 = 14$ = 14 МПа<sup>2</sup> и Q = 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут на первом режиме имеем  $\Delta p^2 = 14$  =



Рис. 2.20. Зависимости некоторых параметров режима от дебита Q при значительных изменениях  $\mu$  и  $\overline{z}$ :

= 0,267.50 + 0,00028.50<sup>2</sup>. На втором режиме  $\Delta p^2$  = 29 МПа<sup>2</sup> и Q = 105 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Если допустить, что коэффициенты *а* и *b* остались прежними, то будем иметь неравенство  $\Delta p^2$  = 29 ≠ 0,267.105 + 0,00028.105<sup>2</sup>.

На следующих режимах равенство (2.196) нарушается в большей степени, чем на втором режиме. Это означает, что при обработке необходимо учесть изменения *a* и *b* от изменения µ и *z*. Линия 2 на рис. 2.20, *a* соответствует стандартной обработке. При обработке этих же данных в координатах  $(\Delta p^2 + c_0)/(Q\overline{\mu}\overline{z}) - Q$  получены a = 0,27 и  $b/\overline{\mu} = 0,0002875$ , что равносильно  $b = 0,0002875 \cdot 0,976 = 0,000280$ , т.е. получены значения коэффициентов, полностью совпадающие с принятыми нами.

Влияние фильтрационных свойств пласта. Под влиянием фильтрационных свойств в данном случае следует понимать влияние изменения коэффициентов проницаемости k и макрошероховатости l в зависимости от давления на форму индикаторной кривой.

Экспериментальные исследования, показывают, что по мере снижения пластового давления коэффициенты проницаемости и макрошероховатости терригенных коллекторов увеличиваются, а трещиноватых – уменьшаются. Установлено: чем ниже исходная проницаемость пород, тем меньше ее изменение в зависимости от давления. Например, при снижении давления от 50 до 0,1 МПа проницаемость терригенного коллектора от исходного значения 0,004 мкм<sup>2</sup> увеличивается примерно на 10 %, тогда как при исходном значении 0,5 мкм<sup>2</sup> и тех же пределах изменения давления проницаемость возрастает на 41 %.

Для трещинных коллекторов этот параметр в большей степени подвержен изменениям, чем для терригенных пород. Весьма сильно изменяется и проницаемость заглинизированных песчаников. Из изложенного следует, что для терригенных коллекторов возможно влияние изменения их проницаемости и макрошероховатости на результаты испытания только при больших диапазонах изменения давления. Увеличение проницаемости и макрошероховатости при увеличении депрессии на пласт для этих коллекторов приводит к снижению коэффициентов a и b. Характер изменения k от p для терригенных коллекторов способствует образованию индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ , причем на коэффициент b проницаемость влияет в неявной форме через коэффициент макрошероховатости l. Приближенно связь между коэффициентами проницаемости и макрошероховатости можно выразить формулой

$$l = mk^n, \tag{2.207}$$

где *m*, *n* – числовые коэффициенты, зависящие от емкостных и фильтрационных свойств пористой среды и определяемые путем обработки многочисленных экспериментальных данных.

В частности, для некоторых терригенных коллекторов  $m = 0,425 \cdot 10^{-9}$  и n = 1,45. Тогда

$$b = \frac{\rho_{\rm cr} \, p_{\rm ar} \, T_{\rm ILR} \, z(p)}{2\pi^2 \cdot 0,425 \cdot 10^{-9} \, k^{1.45} h^2 \, T_{\rm cr}} \left(\frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{r_{\rm K}}\right) = b' \, z(p), \qquad (2.208)$$

где

$$b' = \frac{\rho_{\rm cr} \, p_{\rm sr} T_{\rm HJ}}{2\pi^2 \cdot 0,425 \cdot 10^{-9} k^{1.45} h^2 T_{\rm cr}} \left(\frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{r_{\rm k}}\right). \tag{2.209}$$

164

Результаты расчетов по учету влияния коэффициента проницаемости k на форму индикаторной кривой приведены в табл. 2.14.

Как видно на рис. 2.20, б, индикаторная кривая имеет выпуклость к оси  $\Delta p^2$  (кривая 4). Значения *a* и *b*, полученные с учетом изменения  $\mu$ , *z* и *k* в зависимости от давления полностью соответствуют их значениям, равным соответственно 0,27 и 0,00028, заданным в качестве исходного параметра (см. табл. 2.14).

Влияние процессов загрязнения или очищения забоя скважин. В процессе испытания скважин возможно образование песчано-жидкостной пробки или ее очищение по мере роста депрессии на пласт. Как правило, исследование методом установившихся отборов проводят в неработающей скважине, в которой полностью восстановилось пластовое давление. Исследование целесообразно начинать с малого дебита, постепенно увеличивая его до запланированного значения; при этом увеличение дебита скважины достигается за счет роста депрессии на пласт. Для заданной конструкции скважины скорость потока растет от режима к режиму, и при наличии песчаной пробки или столба жидкости это приводит к разрушению пробки и постепенному ее выносу.

Разрушение и вынос песчаной пробки существенно влияют на коэффициенты фильтрационного сопротивления. Наличие песчаной пробки практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия. Коэффициенты a и b резко возрастают при образовании песчаной пробки и уменьшаются при ее разрушении и выносе. Производительность газовых и нефтяных скважин, эксплуатирующих пласт, полностью перекрытый песчаной пробки, характеризуются в основном проницаемостью  $k_{\rm пр}$  и площадью сечения пробки. Если проницаемость пробки равна проницаемости пласта, то при полном перекрытии продуктивного интервала дебит скважины определяется площадью поверхности притока газа в ее ствол:

$$F = \pi r_{\rm s}^2. \tag{2.210}$$

При отсутствии пробки

$$F = 2\pi r_{\rm c} h, \qquad (2.211)$$

где h – толщина интервала притока газа. Допустим, что законы фильтрации газа при наличии и отсутствии пробки идентичны. Тогда дебит скважины без пробки по сравнению с дебитом скважины, полностью перекрытой пробкой, будет во столько раз больше, во сколько больше поверхность притока газа к забою скважин, т.е.

$$Q_{\rm np}/Q_{\rm 6.np} = r_{\rm c}/(2h).$$
 (2.212)

При  $r_{\rm c} = 0,1$  м,  $k = k_{\rm пр}$ , h = 10 м

$$Q_{\rm np}/Q_{\rm 6.np} = 0.005.$$
 (2.213)

Это означает, что дебит скважины, полностью перекрытой пробкой, составляет 0,5 % дебита скважины без пробки.

Наличие пробки и ее влияние на коэффициенты *a* и *b* можно принять эквивалентными влиянию несовершенства скважины на ее производительность. Для несовершенной скважины связь коэффициентов фильтрационного сопротивления с коэффициентами несовершенства по степени вскрытия имеет вид

	$a^2$	0,0729 0,0590 0,0462 0,0331 0,0232		)²/(Q° y)	0,284 0,299 0,324 0,357 0,397	
давления	$b'/K(p)^{1,45} = b$	0,000280 0,000256 0,000231 0,000210 0,000179		$\Delta p^2/y$ $\Delta t$	14,00 32,00 58,0 98,07 158,56	
зависимости от	$b'/k(p)^{1,45} = b$	1,0000 1,0438 1,1030 1,1482 1,2556		$\frac{p)\bar{z}(p)}{\bar{k}(p)} = y$	1,000 0,906 0,793 0,673 0,555	
<b>ня k в</b> з	) <sup>1,45</sup>	0280 0267 0255 0241 0225		Ξ Ξ		
нэригэ	d)y	000000		Δp²/Ç	0,284 0,271 0,257 0,257 0,257	
их µ и и ув	$b_0 \overline{z}(p) = b'$	0,270 0,243 0,215 0,182 0,149	6л. 2.14	б	49,3 107,0 179,0 275,0 399,0	1a Co.
стом уменьшен	$\overline{k}(p) = a$	0,270 0,250 0,230 0,175	олжение та	2b	0,000560 0,000512 0,000462 0,000420 0,000358	о коэффициен
юй кривой с уче	$\overline{\mu}(p) \overline{z}(p) = \begin{vmatrix} a' \\ a' \end{vmatrix} a'$	1,000 0,933 0,849 0,650 0,650	Прод	$x^{0,5} - a$	0,0276 0,0548 0,0828 0,1155 0,1429	ода поправочног
икаторн	$(p)$ $a_0$			X <sup>0.5</sup>	0,2976 0,2978 0,2978 0,2975 0,2919	і без вв
тки инд	<u>н</u> ( <i>a</i> ) ц	0,57( 0,59( 0,61( 0,63(		*	<b>8</b> 00 <del>4</del> 4	Thibaetcs
ты обрабо	$\overline{k}$ (b)	1,000 1,030 1,070 1,170		$a^2 + 4b\Delta p^2$	0,08856 0,08870 0,08870 0,08856 0,08855	шо обраба:
Результа	$(d) \overline{z}$	1,000 0,956 0,912 0,860 0,803		λΔp <sup>2</sup>	1568 2970 4250 5544 6301	сть хоро
ſ	́ц (р)	$\begin{array}{c} 1,000\\ 0,976\\ 0,931\\ 0,860\\ 0,790\end{array}$		41	00000	ависимо
	$\Delta p^2$	14 14 29 46 66 88 88		$4\Delta p^2$	56 116 184 264 352	e.

Таблица 2.14

$$a_{\rm H} = \frac{\mu z p_{\rm ar} T_{\rm H,1}}{\pi k h T_{\rm cr}} \left( \ln \frac{r_{\rm K}}{r_{\rm c}} + c_{\rm 1} \right); \tag{2.214}$$

$$b_{\rm H} = \frac{\rho_{\rm cr} \, p_{\rm ar} \, T_{\rm n,r} \, z}{2\pi^2 \, l \, h^2 \, T_{\rm cr}} \left( \frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{r_{\rm K}} + c_2 \right), \tag{2.215}$$

где  $c_1$ ,  $c_2$  – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия, которые определяют по методике, изложенной в [85].

Если допустить, что пробка абсолютно непроницаема (такое допущение возможно исходя из (2.213)), то формулы (2.214) и (2.215) можно использовать и для оценки влияния высоты пробки на коэффициенты *a* и *b*, и следовательно, на дебит скважины. Естественно, что в рассматриваемом случае, касающемся изменения (уменьшения) *a* и *b* в результате разрушения и выноса песчаной пробки от режима к режиму по мере увеличения депрессии на пласт, речь идет об очищении забоя.

Следует отметить, что уменьшение коэффициентов a и b может происходить и в результате очищения призабойной зоны пласта. Разрушение и вынос пробки приводят к уменьшению коэффициентов  $c_1$  и  $c_2$ , а следовательно, к уменьшению коэффициентов a и b. С ростом депрессии на пласт значительно уменьшаются высота пробки и коэффициенты a и b, а это, в свою очередь, повышает интенсивность притока газа с увеличением депрессии на пласт. Повышение интенсивности притока приводит к образованию индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ .

Известно [104], что образование песчаной пробки или столба жидкости связано с диаметром и глубиной спуска фонтанных труб, характером изменения продуктивного перфорированного интервала, депрессией на пласт и другими факторами. Установлено, что подъем частиц твердых примесей и капель жидкости зависит от силы, выталкивающей эти частицы, и от силы гравитации. Для выноса частич песка и жидкости выталкивающая сила должна быть больше гравитационной. Экспериментально определено, что для выноса частиц породы скорость потока должна превышать 2 м/с, причем скорость, обеспечивающая вынос, зависит от плотности и формы выносимых частиц. В литературе часто указывают, что для обеспечения выноса частиц скорость потока должна быть более 4 м/с.

Характер изменения высоты песчано-жидкостной пробки, частицы которой имеют размеры  $d = (0,05\div0,4)10^{-3}$  м, от скорости потока газа (рис. 2.21) сведетельствует, что при достижении скорости v = 5 м/с выносятся частицы практически всех размеров и форм. Это означает, что даже при скорости 4 м/с имеются частицы песка, форма и размеры которых не позволяют очищать от них забой скважины. Если при образовании пробки происходит сортировка частиц,





т.е. наслоение их по размерам, то очищение забоя до уровня  $\bar{h} = h_{\rm np}/h_{\rm n,r} = 0,4$  дает основание считать, что влияние пробки весьма незначительно. Зависимость относительного дебита газовой скважины  $\bar{Q} = Q_{\rm np}/Q_{6.{\rm np}}$  от относительной высоты пробки  $\bar{h}$  (рис. 2.22, кривая 1) построена экспериментально при проницаемости пробки  $k_{\rm np}$ , примерно в 50 раз превышающей проницаемость пласта

 $k_{n.r.}$  В реальных условиях не всегда  $k_{np} \approx k_{n.r.}$ ; как правило, они либо равны, либо  $k_{np} < k_{n.r.}$  Если проницаемость пробки равна проницаемости пласта или меньше нее, то кривая  $Q(h_{np})$  будет проходить ниже кривой 2 на рис. 2.22. Кривая 2 соответствует  $k_{np} = k_{n.r.}$ 

В процессе испытания создаются такие депрессии на пласт, которые значительно превышают депрессии при эксплуатации скважины. Поэтому на первых режимах испытания, когда дебит скважины меньше, чем дебит при ее эксплуатации, поток газа встречает дополнительное сопротивление песчаножидкостной пробки. Было бы неверным предполагать, что перед началом испытания продуктивный интервал полностью перекрыт пробкой. В этом случае дебит скважины на первых режимах был бы весьма низким. Как правило, перед началом испытания высота пробки неизвестна, хотя признаки ее наличия имеются. Например, после остановки скважин Карачаганакского месторождения была отмечена разность устьевых давлений до 4 МПа в затрубном и трубном пространствах.

Степень влияния очищения забоя от пробки на коэффициенты фильтрационного сопротивления рассмотрим на примере скважины, в которой продуктивный интервал перед началом испытания был перекрыт пробкой на  $\bar{h} = 0,3$ . Вычислим значения коэффициентов a и b для  $\bar{h} = 0,3 \div 1,0$ . При  $\bar{h} = 1,0$ a = 0,27 и b = 0,00628. При вычислении используем формулы для определения коэффициентов несовершенства  $c_1$  и  $c_2$ 

$$c_{1} = \frac{\ln \bar{h}}{\bar{h}} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{1, 6(1 - \bar{h}^{2})}{\bar{r}_{c}}; \qquad (2.216)$$



Рис. 2.22. Зависимость относительного дебита вертикальной скважины от относительной высоты пробки

168

$$c_2 = 1/\bar{h}$$
, (2.217)

где  $\bar{r_c} = r_c/h$ . При  $r_c = 0,1$  и h = 100 м для  $\bar{h} = 0,4$ ; 0,5; 0,6; 0,8 вычислены значения  $c_1, c_2, a$  и b, которые приведены в табл. 2.15.

Значения  $a_0$  и  $b_0$  соответствуют  $\overline{h} = 1$ , т.е.  $a_0 = 0,0107$  и  $b_0 = 0,00021$ . При стандартной обработке индикаторных кривых в координатах  $\Delta p^2/Q - Q$  коэффициент b становится отрицательным, что показывает на неприемлемость такого способа обработки. Так как искажение кривой связано с изменчивостью коэффициентов a и b, при обработке результатов испытания необходимо учесть эти изменения путем переноса их в левую часть уравнения притока. Значительнее изменяется коэффициент a по мере очищения призабойной зоны от песчаной пробки. Общее изменение коэффициента a составляет 2,52 раза, а коэффициента b - 1,33 раза, поэтому при обработке индикаторной кривой было учтено изменение a путем деления обеих сторон уравнения притока газа на  $\overline{a} = a_{\rm np}/a_0$ , где  $a_{\rm np}$  и  $a_0$  – соответственно значения коэффициента a при наличии пробки и без нее.

Обработка полученных данных в координатах  $\Delta p^2/(\bar{a}Q) - Q$  (рис. 2.23) позволяет определить значение  $a_0$ , соответствующее коэффициенту a без песчаной пробки и значение  $b_0/\bar{a}$ . Кривая 1 на рис. 2.23 – зависимость  $\Delta p^2$  от Q, кривая 2 – зависимость  $\Delta p^2/(\bar{a}Q)$ . По рисунку определены коэффициенты  $a_0 = 0,107$  и  $b_0 = 0,00021$ . Для расчета значений коэффициентов a и b, соответствующих начальному состоянию забоя скважины, т.е. состоянию, когда  $\bar{h} = h_{np}/h = 0,3$ , необходимо определить значения коэффициентов несовершенства, а затем пересчитать коэффициенты  $a(\bar{h} = 0,3)$  и b ( $\bar{h} = 0,3$ ) по формулам (2.214) и (2.215). Эти расчеты показали, что  $a(\bar{h} = 0,3) = 0,27$  и  $b(\bar{h} = 0,3) = 0,00028$ .

Приведенные выше факторы, влияющие на форму индикаторной кривой, были связаны с изменением физических свойств газа и фильтрационных свойств пласта в зависимости от давления, а также с возможным включением в работу скважины в процессе испытания новых газо- и нефтенасыщенных интервалов.

Влияние процессов стабилизации забойных давлений и дебита. Когда речь идет о методе установившихся отборов, это означает, что на каждом режиме должна быть достигнута полная стабилизация забойного (устьевого) давления и дебита скважины. Это условие соблюдается на высокопроницаемых пластах за сравнительно небольшой отрезок времени работы скважины. В таких скважинах продолжительность испытания на отдельных режимах не может вызвать искажение формы индикаторной кривой. Там, где продолжительность работы скважины на режимах может влиять на форму индикаторной кривой, т.е. на месторождениях с длительной стабилизацией забойного давления и дебита с длительным восстановлением давления между режимами, нарушаются, как правило, требования о необходимости достижения полного восстановления и стабилизации давлений и дебитов. Например, при испытании разведочной скв. 5 Карачаганакского месторождения продолжительность работы на отдельных режимах и остановки между режимами существенно различались (табл. 2.16).

Видно, что на 1-м и 2-м режимах с диаметром диафрагмы  $d_{\pi} = 12 \cdot 10^{-3}$  м

Таблица 2.15	
--------------	--

## Результаты расчетов коэффициентов $c_1, c_2, a$ и b при различных $\bar{h}$

ħ	Cı	C2	а	b	a <sup>2</sup>	$4\Delta p^2$	$4\Delta p^2 b$	$(a^2+4\Delta p^2b)^{0.5}$	Q	$\Delta p^2$	$\Delta p^2/Q$	$\overline{a} = a/a_0$	$\Delta p^2/(\bar{a}Q)$
0,3	12,98	3,333	0,2700	0,000280	0,0729	56	0,01568	0,2976	49,3	14	0,284	2,52	0,1127
0,4	8,515	2,500	0,2199	0,000262	0,0457	116	0,03039	0,2758	118,1	29	0,245	2,00	0,1225
0,6	3,771	1,667	0,1543	0,000245	0,0238	184	0,04508	0,2624	220,6	46	0,208	1,44	0,1444
0,8	1,310	1,250	0,1234	0,000236	0,0152	264	0,06230	0,2784	328,4	66	0,201	1,15	0,1748
1,0	0	0	0,1070	0,000210	0,0145	352	0,0792	0,2922	445,0	88	0,198	1,0	0,1980

#### Таблица 2.16

#### Исходные данные при испытании скв. 5 Карачаганакского газоконденсатного месторождения

Howen Devenue	Продолжитель-	Диаметр диафраг-		Давление, МПа	Температура газа Т,	Радиус зоны дрени-		
помер режима	ность <i>t</i> <sub>ст</sub> , ч	мы d <sub>д</sub> 10 <sup>-3</sup> , м	<b>p</b> <sub>3</sub>	рзат	$p_6$	К	рования <i>R</i> , м	
1 2 3 4 5 6 7 8 9	72 88 13 9 11,2 15 282 82 89	12 12 8 5 3 0 12 8	23,89 23,89 34,35 34,35 41,15 47,71 58,63	$14,2 \\ 14,2 \\ 18,6 \\ 19,2 \\ 24,1 \\ 29,8 \\ 36,8 \\ 13,6-15,1 \\ 18,8-20,6$	7,56 $7,56$ $11,54$ $11,90$ $16,12$ $21,24$ $32,84$ $7,6-8,1$ $11,42-11,90$	277 290 289 286,5 284 282 - -	143,9 159,0 61,0 50,9 56,7 65,7 - 153,7 160,0	

Рис. 2.23. Зависимости  $\Delta p^2$  и  $\Delta p^2/(\bar{a}Q)$ от Q при значительных изменениях  $\mu$  и z



скважина работала 72 и 88 ч, и при этом зафиксированы одинаковые давления в трубном и затрубном пространствах. На 3-м и 4-м режимах при  $d_{\pi} = 8 \cdot 10^{-3}$  м продолжительность работы составляла соответственно 13 и 9 ч.

Давления в затрубном и трубном пространствах при работе скважин в течение 9 ч оказались выше, чем давления при работе в течение 13 ч, соответственно на  $\Delta p_{3ar} = 0,6$  и  $\Delta p_6 = 0,36$  МПа. Это вполне естественно и свидетельствует о нестабилизации процесса распределения давления после пуска скважины. На следующих двух режимах при диаметрах диафрагмы  $5 \cdot 10^{-3}$  и  $3 \cdot 10^{-3}$  м скважина работала соответственно 11,2 и 15 ч. О низком качестве испытания свидетельствует тот факт, что температура газа при одинаковых диаметрах диафрагмы  $(12 \cdot 10^{-3} \text{ м})$  оказалась 277 и 290 К. Кроме недостабилизации давлений и дебитов на режимах, а также несоблюдения изохронности процесса стабилизации, нарушен и процесс восстановления давления между режимами.

В связи с этим, несмотря на измерения забойных давлений глубинным манометром, результаты испытания не могут дать правильную информацию о параметрах пласта. Одной из причин плохого качества исходных данных является различие радиусов зон дренирования пласта на разных режимах работы скважины, связанных неидентичностью восстановления давления между режимами.

Для правильной интерпретации результатов испытания скважины, связанных с влиянием фактора времени, следует выделить влияние продолжительности испытания на параметры, используемые при интерпретации полученных результатов. К этим параметрам относят радиус зоны дренирования; пластовое давление (степень его восстановления); забойные давления (степень их стабилизации); дебиты (степень их стабилизации).

Для определения радиуса зоны дренирования на каждом режиме используем формулу

$$t_{\rm cr} = 0.1 \ V\mu/(p_{\rm nn} \ kh),$$
 (2.218)

где  $t_{\rm cr}$  – продолжительность работы на режиме, ч; V – объем пор дренируемой зоны, м<sup>3</sup>;  $\mu$  – динамическая вязкость газа, мПа с,  $p_{\pi\pi}$  – пластовое давление, МПа; k – коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>; h – толщина пласта, м.

Объем пор дренируемой зоны

$$V = \pi R^2 h m \alpha_{\rm r}; \tag{2.219}$$

*R* – радиус зоны дренирования, м; *m* – коэффициент пористости; α<sub>r</sub> – коэффициент газонасыщенности.

Исходные данные: m = 0,2,  $\alpha_r = 0,65$ ,  $p_{n,n} = 58,7$  МПа, k = 0,02 мкм<sup>2</sup>,  $\mu =$ 

= 0,05 мПа·с. Как видно из данных табл. 2.16, радиус зоны дренирования колеблется от 50,9 до 160 м. Различные значения *R* на разных режимах приводят к изменению коэффициентов *a* и *b*.

Рассмотрим влияние предельных значений радиуса зоны дренирования (R = 50,9 и 160 м) на коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b*, используя при этом для совершенных скважин формулу (2.218).

Для известных a = 0,27 и b = 0,00028, полученных при R = 500 м и  $r_c = 0,1$ ,

$$a_1 = \frac{a}{\ln(r_{\rm K} / r_{\rm c})} = \frac{0.27}{8,517} = 0.0317;$$

$$b_1 = \frac{b}{1/r_{\rm c} - 1/r_{\rm K}} = \frac{0,00028}{10 - 0,002} \approx 0,000028.$$

Тогда при *R* = 50,9 м

 $a(R) = 0.0317 \cdot 6.232 = 0.1976;$ 

b(R) = 0,000028(10 - 0,0196) = 0,0002794;

при *R* = 160 м

a(R) = 0.0317.7.378 = 0.2338;

$$b(R) = 0,000028(10 - 0,00625) = 0,0002798.$$

Из расчетов видно, что изменение R от 50,9 до 160 м практически не влияет на коэффициент b, что вполне естественно, так как по сравнению с  $r_c = 0,1$  м значения R = 50,9, 160 и 500 м практически не должны существенно изменить b. Коэффициент a(R) изменяется от a(50,9) = 0,1976 до a(160) = 0,2338. Для R = 500 м коэффициент на 30 % больше, чем для R = 50,9 м.

Различные радиусы зоны дренирования на разных режимах испытания могут по-разному исказить форму индикаторной кривой, если эти изменения не носят закономерного характера (например, непрерывное уменьшение радиуса зоны дренирования от режима к режиму). Для случая, интересующего нас, т.е. для получения индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ , необходимо, чтобы с увеличением депрессии на пласт уменьшался радиус зоны дренирования. Причем заметная кривизна индикаторной линии может наблюдаться при значительном уменьшении радиуса зоны дренирования в условиях больших депрессий на пласт. Расчеты показывают, что при прочих равных условиях, т.е. при постоянстве всех остальных параметров, входящих в формулу притока газа, выпуклость к оси  $\Delta p^2$  может быть при изменении радиуса зоны дренирования от 500 до 5 м на первом и последнем режимах соответственно. Причем основные изменения радиуса должны происходить на последних трех-четырех режимах. При нормальном подходе к исследованию скважин трудно допустить, что исследователь может сокращать продолжительность испытания на последних режимах до такой степени, чтобы радиус зоны дренирования равнялся 5 м. Для R = 5 м продолжительность работы на режиме  $t_{cr} = 0.87 \cdot 10^{-3}$  ч.

Влияние недовосстановления пластового давления между режимами. Недовосстановление пластового давления между режимами в одинаковой степени (при соблюдении и других условий) может быть использовано как испытание скважины ускоренно-изохронным или экспресс-методами. Этот процесс может Таблица 2.17

Номер	п МПа	$\Delta p_{\rm ист}^2$ при	$\Delta p^2$ пј	ри <i>р</i> ил	Q,	4-2 (0	$\Delta p^2/Q$	при <i>р</i> <sub>ил</sub>
ма	$p_{3,\text{HCT}}$ , WIIIa	$p_{\rm nu} = 11 \mathrm{MHa}$	11,1 МПа	10,9 МПа	тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\Delta p_{\rm HCT}^{-}/Q$	11,1 МПа	10,9 МПа
1	10,86	3,0	5,27	0,87	100	0,0300	0,0517	0,0087
2	10,68	7,0	9,15	4,75	200	0,0350	0,0457	0,0237
3	10,44	12,0	14,22	9,82	300	0,040	0,0474	0,0327
4	10,20	17,0	19,17	14,77	400	0,0425	0,0479	0,0369
5	9,95	22,0	24,21	19,81	500	0,0440	0,0484	0.0396
6	9,59	29,0	32,01	27,61	600	0,0463	0.0533	0,0460
7	9,16	37,0	39,31	34,91	700	0,0530	0,0561	0,0498
8	8,54	48,0	52,15	45,88	800	0,0600	0,0652	0,0573

Результаты испытания скважины и обработки данных в зависимости от точности р<sub>п</sub>

привести к сильному искажению формы индикаторной кривой. При хаотическом характере восстановления пластового давления между режимами форма индикаторной кривой может быть с выпуклостью как к оси  $\Delta p^2$ , так и к оси Q. В ряде случаев индикаторная кривая может выглядеть как совокупность (разброс) точек, полученных на отдельных режимах.

Представляют интерес случаи, когда степень восстановления пластового давления от режима к режиму нарастает или убывает. Как правило, в обоих случаях при обработке индикаторных кривых используют заранее известное значение пластового давления.

Если пластовое давление, используемое при обработке результатов испытания методом установившихся отборов, намного ниже истинного, то сильно искаженными будут точки, получаемые на первых режимах, на которых, как правило, депрессия на пласт незначительна (табл. 2.17). Такие индикаторные кривые проходят ниже начала координат (рис. 2.24).

При расчетах принято, что забойные давления определены с высокой точностью. Ошибка при установлении пластового давления - на 0,1 МПа больше  $(p_{n_1} = 11,1 \text{ M}\Pi a)$  или меньше  $(p_{n_1} = 10,9 \text{ M}\Pi a)$  истинного значения приводит к подъему или спуску индикаторной кривой относительно начала координат, поэтому вместо истинной индикаторной кривой 1 получаются кривые 2 и 3 соответственно (см. рис. 2.24). Подобное поведение индикаторной кривой характерно и для случая, когда пластовое давление определено точно, а забойное давление меньше (кривая 2) или больше (кривая 3) на 0,1 МПа, чем значения на всех режимах испытания.



Рис. 2.24. Зависимость  $\Delta p^2$  от Q при ошибочном определении пластового давления:



Но- мер режи- ма	<i>р</i> <sub>зист</sub> , МПа	Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>р</i> зош, МПа	$\Delta p_{\rm uct}^2$	$\Delta p_{ m Hct}^2/Q$	$\frac{\Delta p_{\rm HCT}^2 - c_0}{Q};\\c_0 = 70,6$	∆ <i>p</i> <sup>2</sup> <sub>ош</sub>	$\Delta p_{ m ouu}^2/Q$	$\frac{\Delta p_{\mu cn}^2 - c_1}{Q};$ $c_1 = 56$	Δp <sub>om</sub>
1	37,84	100	37,93	168,14	1,68	0,92	161,0	1,610	1,05	0,09
2	36,33	200	36,38	280,13	1,0	1,02	276,0	1,380	1,10	0,05
3	34,64	300	34,70	400,07	1,33	1,08	396,0	1,320	1,13	0,06
4	32,40	400	32,71	550,24	1,37	1,18	530,0	1,325	1,19	0,31
5	29,66	500	30,72	720,28	1,44	1,29	656,0	1,312	1,20	1,06

Результаты испытания скважины и обработки данных в зависимости от точности р.

Если при испытании скважины пластовое давление определено точно, а забойные давления с ростом депрессии на пласт закономерно завышены, то это приводит к уменьшению  $\Delta p^2$  и при условии сохранения прежней зависимости дебита от депрессии становится причиной образования индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ . Рассмотрим этот случай на предыдущем примере. Допустим, что пластовое давление определено точно и равно  $p_{nn} = 11,1$  МПа. Забойные давления определены неточно в результате нестабилизации процесса распределения давления в пласте на всех режимах и вследствие использования неточной формулы, причем с ростом дебита ошибка в значении забойного давления закономерно возрастает. Результаты испытания и расчетов приведены в табл. 2.18 и показаны на рис. 2.25.

При расчетах  $\Delta p^2$  значение пластового давления принято равным  $p_{\pi\pi} = 40$  МПа. Данные табл. 2.18 показывают, что неточности в значениях забойных давлений (ошибка должна увеличиваться с ростом депрессии на пласт), особенно на последних двух режимах, весьма велики и равны  $\Delta p_{\text{ош}} = 0,31$  и 1,06 МПа.

Теперь остановимся на возможности допущения таких ошибок. Опыт эксплуатации газоконденсатных, газонефтяных и газоводяных скважин показывает, что такие ошибки возможны. Они получены, например, при испытании скважин Средне-Ботуобинского, Вуктыльского, Оренбургского, Карачаганакского и других месторождений. Подобные ошибки обусловлены следующими факторами:

фазовые переходы газоконденсатных смесей по стволу скважины;

изменение коэффициента гидравлического сопротивления в процессе испытания и эксплуатации;



Рис. 2.25. Зависимость ∆p<sup>2</sup> от Q при правильном (1) и ошибочном (2) определении забойного давления

отсутствие возможности использования затрубного давления при расчетах забойных давлений;

наличие столба жидкости в забое скважины;

использованием приближенных формул для определения  $p_3$  и дебита скважины;

наличием забойного оборудования и потерь давления в них и др.

Если при обработке индикаторной кривой использовано заниженное значение пластового давления, то темп образования кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$  резко возрастает. Поэтому, прежде чем утверждать об образовании кривой с выпуклостью к оси в результате включения нового газо- или нефтенасыщенного интервала, необходимо проанализировать все другие факторы, приводящие к такой форме кривой.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ ВКЛЮЧЕНИЯ НОВЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Из приведенного выше материала по изучению влияния различных факторов на форму индикаторных кривых следует, что в отдельности такие параметры, как свойства газа и пористой среды, нестабилизация давления и дебита, очищение или загрязнение призабойной зоны, в большинстве случаев изменяются не столь существенно, чтобы сильно искажать форму этих кривых. Важно отметить, что влияние каждого из перечисленных факторов может быть с достаточной степенью точности учтено.

Наиболее неизученным фактором, влияющим на форму индикаторных кривых, является изменение толщины работающего интервала в процессе испытания скважин.

Аналитические методы оценки изменения формы индикаторной кривой показали, что выпуклость кривой к оси  $\Delta p^2$  образуется под влиянием многих факторов, перечень которых приведен выше. Интенсивность перехода индикаторных кривых от формы с выпуклостью к оси Q к виду с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$  зависит от фильтрационных свойств пористой среды, последовательности подключения в работу скважины высоко- или низкопродуктивных интервалов, а также от пластового давления вновь подключенных в работу пропластков.

Для изучения влияния последовательности включения в работу скважины высоко- или низкопродуктивных интервалов с одинаковыми пластовыми давлениями создана экспериментальная установка, моделирующая залежь с пятью пропластками (рис. 2.26). Установка состоит из баллона 1 с газом, манометров, моделей пластов I-V, редуктора, соединительных линий и расходомера 2. С ее помощью можно определить параметры каждого из пропластков в отдельности, совместно всех пропластков и в любом их сочетании и последовательности. Это позволяет снять индикаторные кривые с подключением интервалов с закономерно ухудшающимися параметрами, а также с подключением интервалов, параметры которых изменяются произвольно.

Поочередно исследовали две модели. Различные пористые среды создавали путем перемешивания кварцевого песка с маршаллитом в различных соотношениях (табл. 2.19, 2.20). Индикаторные линии, построенные с учетом дебитов всех моделей, показаны на рис. 2.27. Кривые 1-5 соответствуют моделям I-V,



Рис. 2.26. Схема экспериментальной установки для изучения влияния на форму индикаторной кривой включения в работу новых интервалов

кривая 6 – суммирующая. По результатам обработки определены коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b* для пропластков *I*-*V* с ухудшающимися параметрами:

Модель	Ι	II	III	IV	V
Коэффициент а	0,08	0,1225	0,2215	0,246	0,5075
Коэффициент b	0,026098	0,034035	0,015415	0,0108695	0,1158371

При обработке индикаторных кривых с учетом работы всех моделей суммарные дебиты на разных режимах определяли из зависимостей  $\Delta p_i$  от  $Q_i$  для каждой модели, т.е.

$$Q_{06} = Q_{1i} + Q_{11i} + Q_{11i} + Q_{1Vi} + Q_{Vi} = \sum_{i=5}^{5} Q_i(\Delta p), \qquad (2.220)$$

где  $Q_{li}, Q_{lli}, ..., Q_{ii}$  (i = 1, 2, 3, ..., n) находят с помощью графиков на рис. 2.28. Вычисленные значения суммарных коэффициентов a и b, как и следовало ожидать, оказались меньше меньшего из исследуемых моделей.

Интенсивность изменения формы индикаторной кривой существенно зависит от последовательности включения пропластка с непрерывно улучшающимися или ухудшающимися фильтрационными параметрами. Если на первом режиме работает пропласток, имеющий лучшие фильтрационные параметры, и с ростом перепада подключаются пропластки с ухудшающимися фильтрационными параметрами, то интенсивность образования индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$  замедляется. Если на первом режиме начинает работать пропласток, имеющий худшие фильтрационные параметры, и по мере роста депрессии подключаются в работу интервалы с улучшающимися параметрами, то интенсивность образования индикаторной кривой с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$  резко растет. Для выявления последовательности подключения в работу высоко- и низкопродуктивных пропластков проведены серии опытов.

Рассмотрим вариант, при котором на первом режиме подключается пропласток с лучшими фильтрационными свойствами, а на последующих режимах – пропластки с ухудшенными фильтрационными свойствами.

Таблица 2.19 Результаты опытов по изучению параметров отдельных интервалов

2			<u> </u>
∆ <i>р</i> 3, МПа²	0,07910 0,06769 0,05704 0,4717 0,02381 0,02381 0,02385 0,01551 0,00555 0,00438		· ·
рыхз, МПа	0,10472 0,10374 0,10305 0,10305 0,10099 0,10079 0,10079 0,1060 0,10070 0,10021		
$\frac{\Delta p^2}{Q_1}$	0,1021 0,0979 0,0887 0,0810 0,0810 0,0763 0,0763 0,0714 0,0620 0,0600		
$Q_{1} \cdot 10^{-3}, m^{3}/c$	0,710 0,630 0,580 0,480 0,410 0,410 0,330 0,179 0,179 0,108		
$\Delta p_1^2$ , MIIa	0,07648 0,6568 0,05549 0,03521 0,03721 0,03721 0,02186 0,01529 0,00431	бл. 2.19	, ,
<i>р</i> ыхт, МПа	0,11654 0,11306 0,11031 0,110806 0,10599 0,10286 0,10168 0,10168 0,10069	лжение та	
$\frac{\Delta p^2}{Q_2}$	0,144 0,142 0,137 0,133 0,133 0,138 0,138 0,128 0,128 0,128	Продо	
Q <sub>R</sub> .10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	0,537 0,470 0,410 0,285 0,285 0,230 0,170 0,170 0,170 0,170 0,035		
∆ <i>p</i> <sup>2</sup> , МПа <sup>2</sup>	0,07805 0,06677 0,05634 0,03464 0,03569 0,03569 0,02208 0,01542 0,00433		
р∎их2, МПа	0,10963 0,10811 0,10813 0,10639 0,10174 0,10178 0,10178 0,10069 0,10050		, ·
р∎х, МПа	0,30011 0,28011 0,26011 0,22011 0,22011 0,22011 0,20011 0,16011 0,16011 0,12011		

	$\frac{\Delta p^2}{Q_S}$	0,05254	0,05172	0,05203	0,05162	0,05177	0,05158	0,05135	0,05102	0,05026	0,04977
	Q <sub>5</sub> .10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	0,152	0,132	0,1105	0,092	0,074	0,058	0,0435	0,0305	0,0190	0,0088
	Δ <i>p</i> <sup>2</sup> <sub>5</sub> , MΠa <sup>2</sup>	0,079867	0,06828	0,05749	0,04749	0,03831	0,02992	0,02234	0,01556	0,00955	0,00438
6	рыых5, М∏а	0,10099	0,10089	0,10079	0,10079	0,10069	0,10060	0,10050	0,10040	0,10040	0,10021
ие табл. 2.1	$\frac{\Delta p^2}{Q_4}$	0,02516	0,02512	0,02485	0,02486	0.02478	0,02469	0,02477	0,02461	0,2470	0,02458
Продолжен	$Q_{4}.10^{-3},  m^{3}/c$	0,310	0,270	0,230	0,190	0,154	0,121	060'0	0,063	0,0385	0,0177
	∆р <sup>2</sup> , МПа²	0,07805	0.06784	0.05716	0,04725	0.03817	0,02987	0,02230	0.01551	0,00951	0,00435
	рых4, МПа	0,10963	0,10305	0,10246	0,10197	0,10139	0,10089	0,10069	0,10060	0,10060	0,10040
	$\frac{\Delta p^2}{Q_3}$	0,02260	0,02256	0,02254	0,02246	0,02236	0,02230	0,02228	0,02222	0,2215	0,2190
	Q <sub>3</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	0,350	0,300	0,253	0,210	0,170	0,134	0,100	0,0698	0,0431	0,0200

#### Таблица 2.20

	-	-					-	
Номер режи- ма	<i>р</i> <sub>вх</sub> , МПа	$\Delta p_I^2$	Qı	$\Delta p_{II}^2$	Qıı	$\Delta p_{Ii}^2 - \Delta p_{I1}^2$	$\Delta p_{Ii}^2 - \Delta p_{I2}^2$	Qın
1	0.12011	0,00431	0.51	0.07805	0	0	0	0
2	0,14011	0,00943	1,08	0,06677	0,41	0,00512	0	0
3	0,16011	0,01529	1,79	0,05634	0,88	0,01098	0,00586	0,26
4	0,18011	0,02186	2,50	0,04664	1,36	0,01755	0,01243	0,56
5	0,20011	0,2918	3,30	0,03769	1,94	0,02487	0,01975	0,89
6	0,22011	0,3721	4,10	0,02952	2,54	0,03290	0,02778	1,24
7	0,24011	0,04598	4,80	0,02208	3,12	0,04167	0,03655	1,63
8	0,26011	0,05549	5,80	0,01542	3,80	0,05118	0,04606	2,06
9	0,208011	0,06568	6,30	0,00941	4,42	0,06137	0,05625	2,50
10	0,30011	0,07648	7,10	0,00433	4,94	0,07217	0,06705	2,97

Результаты расчетов при непрерывном включении в работу скважины новых интервалов с параметрами, ухудшающимися по мере роста депрессии на пласт

Продолжение табл. 2.20

Номер режи- ма	$\Delta p_{Ii}^2 - \Delta p_{I3}^2$	$Q_{IV}$	$\Delta p_{Ii}^2 - \Delta p_{I4}^2$	Qv	Qab	$\left(\frac{\Delta p^2}{Q_{\rm o6}}\right)10^{-2}$	$\frac{\Delta p^2 - c_{o6}}{Q_{o6}}$
1	0	0	0	0	0,51	0.845	-
2	0	0	0	0	1,49	0,633	0,163
3	0	0	0	0	2,93	0,522	0,282
4	0,00657	0,26	0	0	4,68	0,467	0,317
5	0,01389	0,56	0,00732	0,15	6,84	0,427	0,324
6	0,2192	0,89	0,01535	0,31	9,08	0,410	0,332
7	0,3069	1,22	0,02412	0,48	11,25	0,409	0,346
8	0,3020	1,62	0,03363	0,66	13,94	0,398	0,348
9	0,50039	2,01	0,04382	0,86	16,10	0,408	0,364
10	0,6119	2,45	0,05462	1,07	18,53	0,413	0,375

Опыты проводили следующим образом: сначала определяли коэффициенты фильтрационного сопротивления каждого из пропластков, для чего отключали все остальные модели, за исключением исследуемой.

Для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления каждого пропластка применяли метод использования данных эксплуатации скважин. Было принято, что для исследуемых моделей независимо от забойного и пла-



Рис. 2.27. Зависимость  $\Delta p^2$  от Q, полученная при непрерывном включении в работу скважины интервалов с параметрами, ухудшающимися по мере роста депрессии на пласт

стового давлений коэффициенты фильтрационного сопротивления в процессе разработки остаются постоянными.

Газ из баллона подавали в исследуемую модель пласта. Параметры исследуемой модели определяли расчетным путем по измеренным значениям давлений  $p_{\rm BX}$ ,  $p_{\rm BMX}$  (на входе в модель и на выходе из нее) и расхода газа.

### АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ РОСТА ТОЛЩИНЫ ГАЗООТДАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ С РАЗНЫМИ КОЭФФИЦИЕНТАМИ ПРО-НИЦАЕМОСТИ И МАКРОШЕРОХОВАТОСТИ

Выше было рассмотрено влияние на форму индикаторных кривых изменения свойств газа и пористой среды в зависимости от давления и температуры, недовосстановления пластового давления между режимами, нестабилизации забойных давлений и дебитов на отдельных режимах, очищения или загрязнения призабойной зоны в процессе испытания.

Для оценки влияния этих факторов на форму индикаторных кривых рассмотрим уравнение притока газа к скважине:

$$\Delta p^{2} = p_{u,1}^{2} - p_{3}^{2} = aQ + bQ^{2}; \qquad (2.221)$$

$$a = \frac{\mu(p,T)z(p,T)p_{aT}T_{u,1}}{\pi k(\Delta p)h(\Delta p)T_{cT}} \left[ \ln \frac{R}{r_{c}} + c_{1} \right];$$

$$b = \frac{\rho_{c\tau} p_{a\tau} T_{\mu,\tau} z(p,T)}{2\pi^2 l(\Delta p) h^2(\Delta p) T_{c\tau}} \left[ \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} + c_2 \right], \qquad (2.222)$$

где *a*, *b* – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от геометрических размеров зоны дренирования, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, свойств газа и конструкции забоя скважины.

Однако часто встречаются случаи, когда на различных режимах работы скважины происходит изменение толщины работающего интервала. Подключающиеся по мере роста депрессии на пласт новые интервалы, как правило, имеют разные коэффициенты проницаемости и макрошероховатости. В связи с этим при исследовании скважин, вскрывших такие пласты, необходимо учесть влияние на форму индикаторных кривых следующих факторов:

изменение свойств газа и пористой среды в зависимости от давления и температуры;

различие пластовых давлений отдельных пропластков;

степень восстановления пластового давления между режимами и стабилизации забойных давлений и дебитов на режимах;

наличие процессов очищения или загрязнения призабойной зоны.

Очевидно, что при равенстве пластовых давлений новых, подключающихся по мере роста депрессии интервалов их фильтрационные свойства ухудшаются. Это означает, что коэффициенты проницаемости и макрошероховатости каждого нового пропластка меньше значений для интервалов, подключившихся на предыдущих режимах. Поэтому коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b*, зависящие от *k*, *l* и *h*, могут изменяться от режима к режиму произвольно. Увеличение или уменьшение этих коэффициентов определяется характером изменения  $k(\Delta p)$ ,  $l(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$ . Таким образом, задача заключается в изучении влияния изменения работающей толщины от режима к режиму на форму индикаторной линии и ее расшифровке с учетом проницаемости и макрошероховатости подключающихся интервалов.

Увеличение депрессии на пласт в процессе испытания может привести к следующим процессам: 1) подключение нового газоотдающего интервала (изолированного от других работающих или неработающих интервалов) со своей проницаемостью и макрошероховатостью; 2) изменение проницаемости и макрошероховатости интервалов, работающих с начала испытания (при этом влияние изменения депрессии на свойства газа также учитывается).

Такое двойное изменение  $\mu$ , z, k, l и изменение h в зависимости от депрессии на пласт сильно сказывается на характере индикаторных кривых. Эти изменения, наряду с другими факторами, влияющими на форму индикаторных линий, приводят к изменению коэффициентов a и b от режима к режиму. Изменчивость коэффициентов a и b исключает возможность использования обычной формулы притока газа к скважине для обработки результатов испытания газовых и газоконденсатных скважин.

Изменение толщины работающего интервала по мере роста депрессии на пласт происходит в результате: очищения призабойной зоны пласта; различия пластовых давлений отдельных изолированных пропластков; различия характера изменения дебита отдельных пропластков в зависимости от депрессии.

Очевидно, что чем больше толщина вновь подключенного в работу интервала и чем выше проницаемость и макрошероховатость пласта, тем меньше значения a и b и тем сильнее изменяется характер индикаторной кривой. По мере роста депрессии на пласт, с которой связаны изменения свойств газа и пористой среды, увеличение толщины работающих интервалов, происходит значительное или незначительное изменение в целом коэффициентов a и b. В целом характер изменения индикаторной линии определяется совокупным влиянием  $\mu(p, T), z(p, T), k(p), k(\Delta p), l(p), l(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$ . Из перечисленных параметров достовернее всего могут быть учтены  $\mu(p, T)$  и z(p, T). Учет изменения проницаемости k(p) и макрошероховатости l(p) работающих интервалов в зависимости от давления затруднен ввиду отсутствия достоверных исследований характера зависимостей k и l от p для пород различных минералогических составов, степеней сцементированности, устойчивости и т.д. В связи с этим учет изменения k и l от p проводится приближенно, с использованием имеющейся в литературе информации.

Учет влияния проницаемости вновь подключенных пропластков наиболее сложен по сравнению с учетом других параметров, зависящих от депрессии на пласт и влияющих на форму индикаторных линий. Эта сложность связана с тем, что:

во-первых, одной из задач исследования скважин является определение проницаемости пласта, а в данном случае для правильной интерпретации индикаторной кривой требуется знание проницаемостей вновь подключающихся, по мере роста депрессии, пропластков. При этом может возникать весьма естественный вопрос: зачем нужна интерпретация индикаторной кривой, если она требует знания параметра, который можно достоверно определить только при правильной интерпретации;

во-вторых, все другие параметры (за исключением k и l), зависящие от давления и депрессии на пласт, можно либо вычислить путем использования аналитических или графических зависимостей, либо измерить с помощью соответствующих контрольно-измерительных приборов. Коэффициент проницаемости продуктивного разреза приближенно можно оценить только по данным
геофизических исследований, проведенных в процессе бурения скважины. Точность такого способа определения проницаемостей отдельных интервалов не всегда приемлема для правильной интерпретации результатов исследования при изменении  $k(\Delta p)$ ,  $l(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$  в зависимости от депрессии на пласт.

Из изложенного следует, что одним из основных вопросов, подлежащих изучению для правильной интерпретации индикаторных линий, является совокупность влияния на форму индикаторных кривых проницаемости, макрошероховатости и толщины подключающихся в работу скважины интервалов при увеличении депрессии на пласт.

Для простоты примем, что связь между k и l описывается формулой

$$l = mk^n, \tag{2.223}$$

где m и n – безразмерные постоянные, зависящие от емкостных и фильтрационных свойств пород.

Это предположение позволяет допустить, что на форму индикаторной кривой влияют параметры  $k(\Delta p)$ ,  $h(\Delta p)$  и  $mk^n(\Delta p)$ ,  $h^2(\Delta p)$ , входящие в структуру коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b. При этом изменение всех остальных параметров, входящих в формулу (2.222) и зависящих от давления, также следует учитывать.

Рассмотрим совместное влияние изменения  $k(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$  на характер индикаторных кривых. Наиболее простым случаем учета влияния  $k(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$ на коэффициенты *a* и *b* является предположение о том, что  $k(\Delta p)$  не зависит от депрессии на пласт, т.е. коэффициенты проницаемости, а следовательно, и макрошероховатости новых интервалов одинаковы. Тогда изменение коэффициентов *a* и *b* будет происходить только вследствие изменения  $h(\Delta p)$ . Значения этих коэффициентов можно определить по методике, разработанной для многопластовой залежи.

При переменных в зависимости от давления и депрессии на пласт параметрах, входящих в структуру формул для определения a и b, значения этих коэффициентов вычисляют согласно [85]. В частности, общие коэффициенты  $a_{o6}$  и  $b_{o6}$  определяют по известным  $a_i$  и  $b_i$ :

$$a_{\rm o6} = \frac{\sum a_i/b_i}{\left[\sum \sqrt{1/b_i^2}\right]^2}; \quad b_{\rm o6} = \frac{1}{\left[\sum \sqrt{1/b_i}\right]^2}.$$
 (2.224)

Рассмотрим случай, когда по мере роста депрессии на пласт изменяется только толщина газоотдающего интервала (остальные параметры постоянны и не зависят от  $\Delta p$ ). Тогда коэффициенты *a* и *b* можно представить в виде

$$a_i = a'/h_i(\Delta p_i); \quad b_i = b'/h_i^2(\Delta p_i),$$

где

$$a' = \frac{\mu z p_{aT} T_{HI}}{\pi k T_{cT}} \ln \frac{R}{r_c}; \quad b' = \frac{\rho_{cT} p_{aT} z T_{II}}{2\pi^2 l T_{cT}} \left[ \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} \right];$$

і – порядковый номер режима.

Для линейного увеличения толщины газоотдающего интервала по мере роста депрессии на пласт, т.е. для случая  $h_i(\Delta p_i) = ih_1(\Delta p_1)$ , значения коэффициентов  $a_i$  и  $b_i$  на каждом режиме вычисляют по формулам:

1-й режим

$$a_1 = \frac{a' / h_1 b'}{b' h_1^2} = \frac{a'}{h_1}; \quad b_1 = \frac{b'}{h_1^2};$$

2-й режим

$$a_{2} = \frac{a'h_{1}^{2}/(b'h_{1}) + a'h_{2}^{2}/(b'h_{2})}{\left[\sqrt{h_{1}^{2}/b'} + \sqrt{h_{2}^{2}/b'}\right]^{2}} = \frac{a'}{(h_{1} + h_{2})}; \quad b_{2} = \frac{1}{\left[\sqrt{h_{1}^{2}/b'}\right]^{2}} = \frac{b'}{(h_{1} + h_{2})^{2}};$$

3-й режим

$$a_{3} = \frac{a'}{h_{1} + h_{2} + h_{3}} = \frac{a'}{\sum_{i=1}^{3} h_{i}}; \quad b_{3} = \frac{b'}{[h_{1} + h_{2} + h_{3}]^{2}} = \frac{b'}{\left[\sum_{i=1}^{3} h_{i}\right]^{2}}; \quad (2.225)$$

4-й режим

$$a_4 = \frac{a'}{\sum_{i=1}^{4} h_i}; \ b_4 = \frac{b'}{\left[\sum_{i=1}^{4} h_i\right]^2};$$

5-й режим

$$a_5 = \frac{a'}{\sum\limits_{i=1}^{5} h_i}; \ b_5 = \frac{b'}{\left[\sum\limits_{i=1}^{5} h_i\right]^2}$$

В формулах (2.225)  $h_1$ ,  $h_2$ ,  $h_3$ , ...,  $h_n$  – новая толщина, подключенная в работу скважины на каждом режиме. Для принятого линейного роста толщины в зависимости от депрессии значения работающих толщин соответственно равны: 1-й режим –  $h_1$ ; 2-й режим –  $2h_1$ ; 3-й режим –  $3h_1$  и т.д. Этот принцип изменения  $h_i(\Delta p)$ , а следовательно, и  $a_i$  и  $b_i$  заложен в основу расчетов, результаты которых даны в табл. 2.21.

Ta	бл	И	ц	a	2.	2	1
----	----	---	---	---	----	---	---

Результаты расчетов для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по вариантам *I*, *II* 

Номер режима і	<i>р</i> ., МПа	∆ $p^2$ при $p_{\scriptscriptstyle и \!  m , n} = 25~{ m M} \Pi { m a}$	<i>Q<sub>1</sub></i> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_I}$	$h(\Delta p_i)$	$a(\Delta p_i)$	$b(\Delta p_i)$
1	24,32	9	100	0,09	0,636	0,04	0,000500
2	24,13	28	200	0,14	1,272	0,02	0,000125
3	23,83	57	300	0,19	-	-	-
4	23,00	96	400	0,24	-	-	-
5	21,91	145	500	0,29	-	-	-

Продолжение табл. 2.21

Номер режима і	$a^2(\Delta p_i)$	$4b(\Delta p_i)\Delta p^2$	<i>Q<sub>11</sub>,</i> тыс. м <sup>3</sup> /сут	$rac{\Delta p^2}{Q_{II}}$	$\Delta p^2 - c_0$ при $c_0 = 6$	$\frac{\Delta p^2 - c_0}{Q_{II}}$
1	0,0016	0,0180	100	0,090	3	0,30 0,55
34	-	0,285 0,480	600 800	0,095 0,120	51 90	0,85 0,112
5	~	0,724	1000	0,145	139	0,139

Исходные данные, полученные при испытании скважины, и параметры, использованные при расчетах, также приведены в табл. 2.22. Кроме того принято:  $\mu(p) = 0.0207 \text{ мПа·с; } z = 0.83; p_{ar} = 0.1 \text{ МПа; } T_{nr} = 323 \text{ K; } \overline{p} = 0.6, R = 500 \text{ м;}$   $r_c = 0.1 \text{ м; } k = 0.2 \text{ мкм}^2; h_1 = 0.636 \text{ м. Для случая когда все параметры, входящие в коэффициенты <math>a$  и b, включая  $h(\Delta p)$ , не зависят от  $\Delta p$ , графически получено, что a = 0.04 и b = 0.0005.

Вариант I (рис. 2.28, a):  $k(\Delta p) = \text{const}; h(\Delta p) = \text{const}; a' = 0.04.0636 = 0.02544; b' = 0.0005.0636^2 = 0.000202 (см. табл. 2.23).$ 

Вариант II (рис. 2.28, б): проницаемость нового интервала, подключающегося на 2-м режиме, постоянна и равна проницаемости интервала, работающего с 1-го режима. Толщина работающего интервала на 2-м режиме в 2 раза больше, чем на 1-м, т.е.  $h_2(\Delta p_2) = 2h_1$ .

Как видно на рис. 2.28, *б*, индикаторная кривая искажается только на 2-м режиме. Начиная со 2-го режима тенденция изменения индикаторной кривой остается однородной, поэтому при стандартной обработке индикаторной линии первая точка не лежит на прямой, проведенной по следующим четырем точкам. Для учета первой точки зависимость  $\Delta p^2$  от  $Q_{II}$  используют для определения  $c_0$ . Далее, зная  $c_0$ , обработку кривой ведут в координатах ( $\Delta p^2 - c_0$ )/ $Q_{II} - Q_{II}$ . При этом с помощью линии 3 определены a = 0,022 и b = 0,000123. Эти коэффициенты практически совпадают со значениями, приведенными во второй строке табл. 2.21.



Рис. 2.28. Зависимости  $\Delta p^2$ ,  $\Delta p^2/Q_i$ ,  $(\Delta p^2 - c_0)/Q_i$  и  $[\Delta p^2 h_i(\Delta p_i)]/Q_i$  от  $Q_i$  при постоянных  $k(\Delta p)$  и переменных  $h(\Delta p)$ 

Вариант III (рис. 2.28, в): проницаемость новых интервалов на 2-м и 3-м режимах равна проницаемости первого интервала, но толщина работающего интервала на 2-м режиме удваивается, а на 3-м – утраивается. Результаты расчета для этого варианта приведены в табл. 2.22.

Обработка результатов по стандартной методике в координатах  $\Delta p^2 - Q_{III}$  показала, что на первых двух режимах, когда работают первый и первый-второй интервалы, индикаторная линия отклоняется от параболической формы. Только с третьего режима кривая становится стандартной – с выпуклостью к оси  $Q_{III}$ . Обработка этой кривой в координатах  $\Delta p^2/Q_{III} - Q_{III}$  показана линией 2 на рис. 2.28, в. Поэтому кривая, обработанная с учетом поправочного коэффициента  $c_0$ , показана линией 3. При этом установлено, что a = -0,03 и b = 0,0000725. Отрицательное значение коэффициента a связано с тем, что начало координат смещено по отношению к 3-му режиму. В данном случае для этой кривой началом является 2-й режим.

Вариант IV (рис. 2.28, г):  $k_i(\Delta p_i) = \text{const}$  и  $h_i(\Delta p_i) = ih_1(\Delta p_1)$ . По зависимости  $\Delta p^2$  от  $Q_{IV}$  видно, что индикаторная кривая имеет выпуклость к оси  $\Delta p^2$ . Поэтому обработка кривой в координатах  $\Delta p^2/Q_{IV} - Q_{IV}$  не позволяет определить коэффициенты *а* и *b* (см. линию 2). В рассматриваемом варианте правильная обработка возможна только с учетом изменения толщины  $h_i(\Delta p_i)$ :

$$\Delta p^2 h(\Delta p) / Q_{IV} = a' + b' Q_{IV}, \qquad (2.226)$$

причем в координатах  $\Delta p^2 h(\Delta p)/Q_{IV} - Q_{IV}$ . Значения  $h(\Delta p)$  на режимах вычисляют согласно условиям варианта IV:  $h_i(\Delta p_i) = ih_1(\Delta p_i)$ . Результаты обработки приведены в табл. 2.23.

Отрезок, отсекаемый линией 3 (см. рис. 2.28, i), и тангенс угла наклона этой прямой соответствуют a' и  $b'' = b'/h(\Delta p)$ . Истинные значения коэффициентов сопротивления

$$a = a'/h(\Delta p); b = b''/h(\Delta p).$$
 (2.227)

Из приведенных выше примеров включения новых интервалов с одинаковыми проницаемостями следует, что:

если при испытании скважины на 2-м режиме включается в работу новый интервал и далее первый и второй интервалы являются газоотдающими на всех последующих режимах, то индикаторная кривая поддается обработке (без учета результатов 1-го режима) и полученные коэффициенты фильтрационного сопротивления характеризуют в целом оба интервала;

если при испытании скважины на первых трех режимах работают соответственно один, два и три интервала, а далее на 4-м, 5-м и последующих режимах толщина газоотдающего интервала остается постоянной, то индикаторная кривая на первых двух режимах имеет выпуклость к оси  $\Delta p^2$ , а затем принимает

T	a	6	л	и	ц	a	2.22
---	---	---	---	---	---	---	------

Результаты расчета для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по варианту *III* 

Номер режи- ма і	$\Delta p^2$	$h(\Delta p)$	a(Δp)	b(∆p)	$a^2(\Delta p)$	4b∆p	Q ///, тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{III}}$	$\Delta p^2 - c_0$	$\frac{\Delta p^2 - c_0}{Q_{III}}$
1 2	9 28	6,636 1,272	0,040 0,020	0,0005000 0,0001250	0,001600 0,000400	0,0180 0,0140	100 400	0,090 0,070	-17 2	
3 4 5	57 96 145	1,908	1,0133	0,0000555	0,000178	0,01265 0,0213 0,0322	904 1200 1500	0,065 0,080 0,096	31 70 119	0,034 0,058 0,079

#### Таблица 2.23

Результаты расчета	для определения коэффициентов фильтрационного
	сопротивления по варианту IV

Номер режима і	$\Delta p^2$	$h_i(\Delta p_i)$	$\frac{a'}{h_i(\Delta p)}$	$\frac{b'}{h_i^2(\Delta p)}$	<i>Q<sub>IV</sub>,</i> тыс. м <sup>3</sup> ∕сут	$\frac{\Delta p^2}{Q_{IV}}$	$\Delta p^2 h_i(\Delta p)$	$\frac{\Delta p^2 h_i(\Delta p_i)}{Q_{IV}}$
1	9	0,636	0,400	0,0005000	100	0,090	5,7240	0,057
2	28	1,272	0,0200	0,0001250	400	0,070	45,610	0,089
3	57	1,908	0,0133	0,0000555	900	0,063	108,76	0,120
4	96	2,544	0,0100	0,0000312	1600	0,060	244,22	0,160
5	145	3,180	0,0080	0,0000200	2500	0,058	461,10	0,184

стандартную форму, аналогичную построенной по результатам исследования скважины, вскрывшей и эксплуатирующей такие же три интервала с момента ее пуска. При этом коэффициенты фильтрационного сопротивления из зависимостей  $\Delta p^2/Q_i$  от  $Q_i$  не могут быть определены, так как они переменны для первых трех режимов (см. кривые 2 на рис. 2.28). В этом случае возможно определение коэффициентов *a* и *b* только по последнему участку кривой, характеризующей работу всех трех интервалов;

если при испытании скважины на всех режимах в работу подключаются новые интервалы, то при постоянной для всех интервалов проницаемости индикаторная кривая будет иметь выпуклость к оси  $\Delta p^2$ . При этом чем больше толщина подключающегося интервала, тем сильнее (из-за квадрата толщины в формуле для вычисления коэффициента b) будет искривление индикаторной кривой. Независимо от степени искривления индикаторных кривых с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ , при переменных значениях a и b от режима к режиму, вызванных изменением  $k(\Delta p)$ ,  $l(\Delta p)$  и  $h(\Delta p)$ , формула (2.196) становится неприемлемой для обработки таких кривых.

Из анализа изложенных случаев следует, что при интерпретации индикаторных кривых, снятых в газовых скважинах, необходимо обратить особое внимание на следующие факторы:

1) наличие в разрезе пропластков с разными пластовыми давлениями, если исследуемая скважина вскрывает многослойные разрабатываемые залежи;

2) загрязнение призабойной зоны в процессе вскрытия пласта (поглощение бурового раствора) и возможное очищение этой зоны по мере роста депрессии на пласт;

3) возможность выпадения и накопления в призабойной зоне конденсата в скважинах, эксплуатирующих газоконденсатные залежи;

4) возможность образования песчаной пробки (или столба жидкости) и очищения забоя скважины от песчаных и жидкостных пробок;

5) наличие депрессии на пласт, способной существенно или незначительно изменить свойства газа на различных режимах;

6) степень восстановления давления между режимами исследования и стабилизации давления и дебита на режимах;

7) возможность подтягивания конуса жидкости в процессе испытания скважины;

8) возможность прорыва газа через перфорированный нефтенасыщенный интервал;

9) возможность образования гидратов в призабойной зоне и стволе скважины в процессе исследования;

10) возможность изменения зависимости между k и l для различных, включающихся в работу скважины пропластков.

# 2.6. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ ВКЛЮЧЕНИЯ НОВЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Достоверность аналитических решений, полученных для заданных физикоматематических моделей задач, качественно и количественно может быть подтверждена экспериментальными и промысловыми исследованиями. Создание экспериментальной установки и соблюдение всех критериев подобия для одновременного притока газа и жидкости к скважине с возможностью пересчета экспериментальных данных в натурные условия сопряжены с большими техническими и технологическими трудностями. Эти трудности обусловлены разными физическими свойствами газа и жидкости, капиллярными давлениями, различием законов фильтрации газа и жидкости, геометрическими размерами модели, необходимыми для моделирования фильтрации с подвижной границей раздела фаз с учетом характера изменения насыщенности пор жидкой и газовой фаз во времени.

В связи с этим была создана модель, позволяющая качественно изучить характер индикаторных линий, снимаемых в скважинах, вскрывших газонефтяную залежь. При моделировании кругового газонефтяного пласта (с постоянными толщиной и проницаемостью) со скважиной в центре допускалось, что в зоне насыщения пористой среды нефтью за счет капиллярных сил отсутствует фильтрация жидкости. Для соблюдения критериев подобия геометрических размеров залежи и скважины предполагалось, что за пределами зоны ( $r \approx h$ ) имеется плоскорадиальная фильтрация газа и жидкости без изменения границы раздела фаз.

Такие допущения правомерны хотя бы потому, что действительно в зоне насыщения пор за счет капиллярных сил фильтрация жидкости отсутствует, если создаваемая депрессия на пласт не превышает по значению капиллярного давления в данной пористой среде. Для изучения особенностей притока газа и нефти к скважине, характера изменения дебитов газа и жидкости при различных депрессиях на пласт и степенях его вскрытия создана экспериментальная установка (рис. 2.29), состоящая из цилиндрической модели газонефтяного пласта 6, емкости для нефти 4, мерного сепаратора 2, расходомера 3, манометров 1 и 7, вентилей 5 и 8, источника газа 9. Модель пласта 6 состоит из двух цилиндров высотой 0,25 м, с внутренним диаметром меньшего цилиндра 0,29 м. Кольцевое пространство между двумя цилиндрами шириной 0,002 м создано для обеспечения равномерной подачи газа и жидкости в пористую среду. Сплошной линией показана линия подачи воздуха, штриховой – линия подачи жидкости, штрихпунктирной – выходная линия.

Насыщение нижней части модели нефтью происходит по принципу сообщающихся сосудов. Высота нефтенасыщенной части пласта обусловлена высотой уровня нефти в емкости 4. В пористой среде на уровне высоты нефти в емкости 4 наблюдается 100%-ное насыщение. Выше этого уровня насыщение пор происходит исключительно за счет капиллярных сил. Опыты, проведенные на прозрачной модели с параметрами пористости и проницаемости, равными параметрам модели пласта, показали, что через несколько дней модель



Рис. 2.29. Схема экспериментальной установки для изучения влияния прорыва газа через перфорированный нефтенасыщенный интервал на форму индикаторных кривых

насыщается за счет капиллярных сил до кровли. Однако созданные депрессии, превышающие значения депрессий в процессе опытов, оказались недостаточными для получения хотя бы незначительного количества нефти из зоны, насыщенной за счет капиллярных сил. В зависимости от минералогического состава, пористости и проницаемости пористой среды насыщенность нефтью зоны за счет капиллярных сил не превышает 35 %. Остаточная водонасыщенность перед заполнением пор нефтью также зависит от состава пород, их пористости и проницаемости и проницаемости то состава пород, их пористости и проницаемости. Для использования моделей остаточная водонасыщенность не превышала 17 % объема пор.

В центре модели установлена скважина, изготовленная из латунной трубы диаметром 0,01 м, которая перфорирована плотной сеткой отверстий диаметром 0,002 м по всей толщине пласта. Во избежание выноса мелких частиц породы (маршаллита) ствол скважины обмотан синтетическим материалом, устойчивым к воздействию воды в газе и нефти. Вскрытие пласта осуществлялось сверху. В ствол вставляли металлический стержень – пакер с резиновой манжетой. Стержень изготовлен из трубки, рассчитанной на высокое давление. Один конец стержня соединяли с источником газа, а другой заглушен. Та часть стержня, которую использовали для перекрытия определенной высоты перфорированного интервала, просверлена множеством отверстий. Внешний диаметр резиновой манжеты, надеваемой на стержень, был на 0,5 10<sup>-3</sup> м меньше, чем внутренний диаметр ствола скважины.

В целях обеспечения герметичности пакерующего манжета по всей длине стержня произведен обжим резины через каждые 0,03 м с помощью медной проволоки. Для создания несовершенства на требуемом участке интервала перфорации пакерующий стержень опускали в ствол скважины. Затем верхний конец стержня соединяли с баллоном азота (с рабочим давлением до 15 МПа). Герметичность зоны, перекрытой стержнем, обеспечивалась благодаря давлению, создаваемому через редуктор. Это давление превышало по значению давление газа и жидкости в пласте в 2–3 раза.

Предложенная система позволяет обеспечить одновременный приток газа и нефти к скважине в отсутствие пакерующего устройства, что соответствует скважине, совершенной по степени вскрытия. Система с пакерующим устройством позволяет также частично или полностью перекрыть газонасыщенную часть модели. Конструкция модели пласта такова, что пакерующую систему можно вставить в ствол скважины снизу (с подошвы модели). При этом в скважину спускают лифтовые трубы – медные трубки с внешним диаметром 0,006 м – для обеспечения выноса нефти и газа.

В модель пласта нефть подавалась из емкости-резервуара 4 через нижнее отверстие в корпусе, а газ – через верхнее отверстие. Уровень жидкости регулировался уровнем нефти в резервуаре 4.

С помощью вентилей 5 и 8 устанавливали необходимые давления на входе и выходе, отбор жидкости осуществляли либо из нижнего, либо из верхнего выхода скважины в зависимости от места установки пакерующего устройства. Газожидкостный поток из скважины направлялся в сепаратор 2 для отделения жидкости и измерения ее количества. Отсепарированный газ поступал в расходомер 7. В опытах использовали нефть, близкую по физическим свойствам к пластовой нефти, а в качестве газа – воздух.

Проведение экспериментов заключалось в периодическом снятии индикаторных кривых, т.е. измерении пластового и забойных давлений и дебитов газа и нефти на разных режимах работы скважины в процессе притока газа и нефти или сначала только нефти, а затем и количества газа, прорвавшегося к скважине через вскрытый нефтенасыщенный интервал.

Перед заполнением модели были сняты индикаторные кривые для газа (рис. 2.30, *a*). Затем весь поровый объем был насыщен нефтью и сняты индикаторные кривые для жидкой фазы в координатах  $\Delta p - Q_{\rm H}$ , (рис. 2.30, *б*). Эти фоновые индикаторные кривые снимали для того, чтобы использовать их для сравнения с кривыми, получаемыми при образовании конуса нефти при вскрытии только газонасыщенного интервала и при прорыве газа через нефтенасыщенный интервал при вскрытии только нефтенасыщенной части пласта.

Эксперименты, проведенные для случая, когда вскрывалась только часть нефтенасыщенного интервала, показывают, что при депрессии на пласт  $\Delta p \leq$ 



Рис. 2.30. Зависимости  $\Delta p$ ,  $\Delta p^2/Q_r$  от  $Q_r$  (*a*) и  $\Delta p$  от  $Q_s$  (*b*), построенные по результатам опытов перед заполнением модели нефтью

 $\leq 25 \cdot 10^{-3}$  МПа в скважину поступала только нефть и характер зависимости  $\Delta p$  от  $Q_{\rm H}$  был линейным. Дальнейшее увеличение  $\Delta p$  приводило к прорыву газа (см. рис. 2.30, *б*), и в скважину одновременно поступали газ и нефть.

Происходило интенсивное уменьшение количества нефти, поступающей в скважину, и увеличение количества газа. При этом за сравнительно небольшой отрезок времени снимались кривые  $\Delta p(Q_{\rm H})$  и  $\Delta p^2(Q_{\rm r})$ . Для каждого вскрытия пласта (а их было четыре)  $\bar{h}_{\rm вск} = h_{\rm вск} / h$ ; при  $\bar{h}_{\rm вск} = 0,5$  были сняты индикаторные кривые для нефти и для газа. Результаты измерений давлений и дебитов газа и жидкости для разных степеней вскрытия представлены в табл. 2.24–2.26. Во избежание быстрого прорыва газа в скважину депрессии на пласт устанавливали небольшие – от 0,002 до 0,012 МПа.

#### Таблица 2.24

Результаты	измерений и расчетов для определения коэффициентов
-	при фильтрации газа (p <sub>вх</sub> = 0,153 MIIa)

<i>р</i> <sub>вых</sub> , МПа	$\Delta p^2$	Время из- мерения t <sub>1</sub> , с	Расход <i>Q</i> <sub>r1</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	$\frac{\Delta p^2}{Q_{r1}}$	Время из- мерения t <sub>2</sub> , с	Расход Q <sub>r2</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	$rac{\Delta p^2}{Q_{ m r2}}$
$\begin{array}{c} 0,1083\\ 0,1108\\ 0,1133\\ 0,1158\\ 0,1183\\ 0,1208\\ 0,1233\\ 0,1258\\ 0,1233\\ 0,1258\\ 0,1283\\ 0,1308\\ 0,1333\\ 0,1358\\ 0,1383\\ 0,1358\\ 0,1383\\ 0,1408\\ 0,1433\\ 0,1458\\ 0,1458\\ 0,1458\\ 0,1458\\ 0,1508\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,01117\\ 0,0111\\ 0,0106\\ 0,01\\ 0,0094\\ 0,0088\\ 0,0082\\ 0,0076\\ 0,0069\\ 0,0063\\ 0,0056\\ 0,005\\ 0,0043\\ 0,0036\\ 0,0029\\ 0,0022\\ 0,0014\\ 0,0007\\ \end{array}$	$14,8 \\ 15,2 \\ 15,5 \\ 15,9 \\ 16,4 \\ 17,0 \\ 17,3 \\ 17,8 \\ 18,7 \\ 19,8 \\ 20,9 \\ 22,9 \\ 25,1 \\ 27,0 \\ 30,6 \\ 35,4 \\ 43,4 \\ 69,3 \\ 10,10 $	0,338 0,329 0,323 0,314 0,294 0,289 0,281 0,267 0,253 0,239 0,218 0,199 0,185 0,163 0,141 0,115 0,07	34,6 33,7 32,8 31,8 30,8 29,9 28,4 27,0 25,8 24,9 23,4 22,9 21,6 19,5 17,8 15,6 12,2 10,0	$\begin{array}{c} 15,0\\ 15,2\\ 15,5\\ 16,0\\ 16,2\\ 17,0\\ 17,5\\ 18,1\\ 19,2\\ 20,3\\ 21,3\\ 22,8\\ 24,8\\ 24,8\\ 26,8\\ 31,5\\ 36,0\\ 43,5\\ 65,2\\ \end{array}$	0,333 0,327 0,323 0,313 0,309 0,294 0,286 0,276 0,260 0,246 0,235 0,211 0,202 0,187 0,159 0,135 0,155 0,077	35,7 33,9 32,8 31,9 30,4 29,9 28,6 27,5 26,5 25,6 23,8 22,8 22,8 21,3 19,3 15,8 12,2 9,1
0,1523	0,0002	25,8	0,039	5,13	10,55	0,043	4,65

### Продолжение табл. 2.24

<i>р</i> вых, МПа	$\Delta p^2$	Время измерения <i>t</i> <sub>3</sub> , с	Расход Q <sub>гз</sub> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	$rac{\Delta p^2}{Q_{r3}}$
0.1083	0.0118	15,4	0.325	36.3
0,1108	0,0112	15,6	0,321	34,9
0,1133	0,0107	15,9	0,314	34,1
0,1158	0,0101	16,0	0,313	32,3
0,1183	0,0095	16,8	0,298	31,9
0,1208	0,0089	17,0	0,294	30,3
0,1233	0,0083	17,5	0,286	29,0
0,1258	0,0077	18,3	0,273	28,2
0,1283	0,0070	19,2	0,260	26,9
0,1308	0,0064	20,2	0,248	25,8
0,1333	0,0057	21,0	0,238	23,9
0,1358	0,0051	22,5	0,222	23,0
0,1383	0,0044	25,0	0,200	22,0
0,1408	0,0037	27,8	0,180	20,6
0,1433	0,0030	31,2	0,160	18,8
0,1458	0,0022	35,8	0,140	15,7
0,1483	0,0015	44,7	0,112	13,4
0,1508	0,0008	67,2	0,074	10,8

В табл. 2.25, 2.26 приведены обозначения:  $V_{\rm H}$  – текущее количество нефти, отобранное из модели;  $V_{\rm r}$  – количество газа, проходящее через модель;  $Q_{\rm H}$  и  $Q_{\rm r}$  – текущий дебит нефти и газа соответственно;  $V_{\rm w}$  = 0,0025 м<sup>3</sup> – объем заполнения модели жидкостью; время измерений t = 60 с.

Исследован процесс прорыва газа к скважине через нефтенасыщенный интервал для четырех значений относительного вскрытия нефтеносной толщины пласта:  $\overline{h}_{\text{вск}} = 0,08; 0,20; 0,32; 1,0$  (см. табл. 2.26). Для каждого случая построены индикаторные кривые для нефти и для газа. Следует отметить, что влияние каждой из степеней вскрытия нефтенасыщенных интервалов изучалось неоднократно. Результаты измерений практически полностью совпадали, поэтому в табл. 2.24 и 2.25 приведена только небольшая часть этих измерений. По построенным по этим данным индикаторным кривым для нефти (рис. 2.31, а) видно, что с увеличением депрессии на пласт снижается темп роста дебита нефти. Это свидетельствует о повышении интенсивности прорыва газа для заданного вскрытия пласта при увеличении депрессии на пласт. Характер индикаторных кривых для газа (рис. 2.31, б) свидетельствует о том, что с увеличением депрессии на пласт интенсивность роста дебита газа повышается, что приводит к образованию индикаторных кривых с выпуклостью к оси  $\Delta p^2$ . Кривые 1-4 соответствуют вскрытию пласта  $h_{\text{вск}} = 0.02; 0.05; 0.08; 0.25$  м, или  $\overline{h}_{\text{вск}} = 0.08; 0.20;$ 0,32; 1,00. Кривые 5 сняты, когда модель полностью заполнена нефтью или газом. Чем выше степень вскрытия нефтенасышенной части пласта, тем интенсивнее рост дебита газа при увеличении депрессии на пласт.

Таким образом, результаты экспериментов по качественному изучению формы индикаторных кривых, снятых в скважинах, вскрывших газонефтяные пласты, показывают, что независимо от степени вскрытия нефтеносного интервала происходит прорыв газа к скважине. Интенсивность роста дебита газа и снижения дебита нефти зависит от степени и места вскрытия нефтеносного интервала, а также от депрессии на пласт. Эти результаты подтверждают достоверность аналитических исследований по изучению характера индикаторных

<i>р</i> <sub>вх</sub> – <i>р</i> <sub>вых</sub> , МПа	V <sub>и1</sub> ·10 <sup>-6</sup> , м <sup>3</sup>	$Q_{\rm H1} \cdot 10^{-6}, \ {\rm m}^3/{\rm c}$	$V_{\rm H2} \cdot 10^{-6}, {\rm M}^3$	$Q_{\mu 2'} 10^{-6}, \ \mathrm{m}^3/\mathrm{c}$	$V_{{}_{\rm H3}} \cdot 10^{-6}, {}_{\rm M}{}^3$	$Q_{\rm H3} \cdot 10^{-6}, \ {\rm m}^3/{\rm c}$
0,002 0,004 0,006 0,008 0,01 0,015 0,015 0,0175 0,02 0,0225 0,025 0,0275 0,03 0,03325 0,0335 0,0375 0,04	4,5 9,0 13,2 18,0 21,0 27,0 31,8 36,0 42,0 48,6 50,4 52,8 50,4 55,8 55,2 57,6 57,0	$\begin{array}{c} 0.075\\ 0.15\\ 0.22\\ 0.30\\ 0.375\\ 0.45\\ 0.53\\ 0.60\\ 0.70\\ 0.81\\ 0.84\\ 0.88\\ 0.94\\ 0.93\\ 0.92\\ 0.96\\ 0.95\\ 0.95\\ \end{array}$	4,8 9,3 13,8 17,4 23,1 26,4 32,4 36,6 42,0 48,0 52,2 54,0 52,2 54,0 52,8 55,8 57,6 57,6 57,6 57,6 58,2	0,08 0,155 0,23 0,29 0,385 0,44 0,54 0,61 0,70 0,80 0,87 0,90 0,88 0,90 0,96 0,96 0,97	4,8 9,0 13,8 18,6 22,2 27,0 33,6 37,2 42,6 48,0 52,2 55,8 55,2 55,2 55,2 55,2 55,2 55,2	0,08 0,15 0,23 0,31 0,37 0,45 0,56 0,62 0,71 0,80 0,87 0,93 0,92 0,92 0,92 0,92 0,92 0,92 0,94 0,95 0,99
0,0425 0,045	58,2 61,2	0,97 1,02	58,8 60,0	0,98 1,00	66,0 58,2	1,10 0,97

Таблица 2.25

P	езультаты	измерений	при	полном	заполнении	модели	жидкостью
---	-----------	-----------	-----	--------	------------	--------	-----------

Таблица 2.26

1	h <sub>BCK</sub>
	пласта
	вскрытия
	относительного
	значениях
	разных
	нdu
	измерений
	Результаты

Q <sub>#3</sub> .10 <sup>-6</sup> , M <sup>3</sup> /c	0,020 0,0425 0,0400 0,065 0,075 0,060	0,03 0,055 0,07 0,11 0,11	0,05 0,09 0,125 0,165 0,165	0,06 0,115 0,165 0,185 0,24 0,26
$Q_{\rm ra}^{-10^{-3}}, M^{3/c}$	 0,0085 0,0125 0,0165	$\begin{array}{c} 0,004\\ 0,0085\\ 0,0115\\ 0,0175\\ 0,0274\end{array}$	0,004 0,0085 0,012 0,0174 0,275 0,0395	0,004 0,013 0,0195 0,026 0,039 0,06
V <sub>H3</sub> .10 <sup>-6</sup> , M <sup>3</sup>	1,2 2,55 3,9 4,5 3,6	1,8 4,2 5,4 7,2 7,2	3,0 5,4 9,0 11,4	3,6 6,9 11,4 15,6
$V_{r3} \cdot 10^{-3}$ , $M^{3}$	$^{-}_{-}$ $^{-}_{-}$ $^{0,75}_{0,99}$	$0,24 \\ 0,51 \\ 0,69 \\ 1,05 \\ 1,65 \\ $	0,24 0,51 0,72 1,044 1,65 2,37	0,24 0,78 1,17 2,34 3,6
$Q_{\rm H2} \cdot 10^{-6}$ , $M^3/c$	0,015 0,03 0,05 0,05 0,055	0,035 0,060 0,085 0,110 0,115 0,115	0,05 0,085 0,115 0,115 0,115 0,165 0,165	0,06 0,125 0,14 0,205 0,215 0,245
$Q_{r^2} \frac{10^{-3}}{M^3/c}$	- - 0,0065 0,012 0,0155	0,005 0,0075 0,0125 0,017 0,0285	0,003 0,0075 0,011 0,0185 0,027 0,039	0,003 0,012 0,018 0,027 0,0385 0,059
V <sub>#2</sub> .10 <sup>-6</sup> , M <sup>3</sup>	0,0 9,00 9,00 9,00 9,00 9,00 9,00 9,00	21 5,1 6,6 6,9	3,0 5,1 6,0 9,9 11,1	3,6 7,5 8,4 12,3 14,7
$V_{r2} \cdot 10^{-3}$ , $M^{3}$	- - 0,39 0,72 0,93	$^{-}_{0,3}$ $^{0,45}_{0,75}$ $^{0,75}_{1,02}$ $^{1,71}_{1,71}$	0,18 0,45 0,66 1,11 2,34	0,18 0,72 1,08 1,62 3,54
$Q_{\rm M1} 10^{-6}$ , $M^3/c$	0,0125 0,035 0,045 0,060 0,065 0,065	0,025 0,06 0,075 0,100 0,105 0,115	0,045 0,065 0,12 0,14 0,17 0,17	0,065 0,12 0,15 0,195 0,23 0,23
$\frac{Q_{rl}\cdot10^{-6}}{M^3/c}$	- - 0,0075 0,0125 0,0175	0,005 0,009 0,0115 0,0175 0,0175	0,0035 0,008 0,0125 0,0175 0,026 0,026	0,006 0,0115 0,0190 0,0275 0,04 0,058
$V_{\rm w1} \cdot 10^{-6}, M^{3}$	0,93 2,1 3,6 3,6 4,2	1,5 6,0 6,0 9,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0,3 0	2,7 3,9 7,2 8,4 10,2 11,1	3,9 7,2 9,0 11,7 15,24
$V_{\rm rl} \cdot 10^{-3}$ . $M^{3}$	- - 0,45 0,75 1,05	$^{-}_{0,3}$ $^{0,54}_{0,69}$ $^{0,69}_{1,05}$ $^{1,65}_{1,65}$	0,21 0,48 0,75 1,05 1,56 2,46	0,36 0,69 1,14 1,65 2,4 3,48
$\Delta p^2$	0,0005 0,001 0,002 0,0025 0,0025	0,005 0,001 0,0015 0,002 0,0025 0,0025	0,005 0,001 0,0015 0,002 0,0025 0,0025	0,005 0,001 0,0015 0,002 0,0025 0,0029
dγ	0,002 0,004 0,006 0,008 0,012	0,002 0,004 0,006 0,010 0,012	0,002 0,004 0,006 0,010 0,012	0,002 0,004 0,006 0,010 0,010
$\bar{h}_{\rm BCK}$	0,08	0,20	0,32	1,00



Рис. 2.31. Индикаторные кривые по нефти (а) и газу (б)

кривых для нефти и газа и указывают на необходимость разработки методики интерпретации таких кривых. Для получения количественных зависимостей по результатам экспериментальных исследований требуется достаточно громоздкая установка, создание которой сопряжено большими техническими и технологическими трудностями. В связи с этим проведение таких экспериментов не является обязательным, так как изучаемый процесс существенно зависит от коллекторских свойств пористой среды, что требует большого числа экспериментов для различных пластов. Кроме того, аналитические решения позволяют достаточно точно оценить характер изменения дебитов нефти и газа для любых пористых сред.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД ПРИ ПРОРЫВЕ ГАЗА К СКВАЖИНЕ ЧЕРЕЗ НЕФТЕНОСНЫЕ ПЛАСТЫ

Достоверность прогнозных показателей разработки газонефтяных месторождений существенно зависит от характера изменения дебитов нефти и газа во времени. В однородных, гидродинамически связанных нефтегазоносных пластах на характер изменения дебитов нефти и газа во времени влияют свойства пористой среды, газа и нефти, изменение формы границы раздела фаз, интенсивность изменения нефте- и газонасыщенности зоны, через которую произошел прорыв газа к скважине. Теоретические исследования изменения формы границ раздела фаз и интенсивности нефте- и газонасыщенности зоны, через которую газ прорывался к скважине, не могут дать надежных результатов без их предварительной проверки с помощью экспериментов.

При моделировании процесса вытеснения нефти газом, который происходит при прорыве газа через перфорированный нефтенасыщенный интервал в скважинах, вскрывших газонефтяные пласты, необходимо учесть влияние законов фильтрации жидкой и газовой фаз в пористой среде, коллекторские свойства пласта, поверхностные явления на границах раздела фаз, свойства газа и нефти и т.д. Для заданного значения нефтенасыщенности учет различия законов фильтрации фаз не представляет особой трудности. Однако для исследуемого процесса, т.е. процесса прорыва газа к скважине через нефтенасыщенный интервал, насыщенность пористой среды нефтью и газом является переменной (по радиусу и во времени) величиной. Степень изменения насыщенности пласта нефтью зависит от продолжительности процесса фильтрации газовой фазы через нефтенасыщенный интервал, от проницаемости пласта, капиллярных и гравитационных сил, свойств газа и нефти, скорости фильтрации, депрессии на пласт, поверхностных явлений между твердой, жидкой и газовой фазами.

Создание модели газонефтяного пласта, вскрытого скважиной, в его центре, которая обеспечивала хотя бы плоскорадиальный приток нефти и газа после прорыва последнего через нефтенасыщенный интервал и позволяла определить нефтенасыщенность в зоне прорыва газа по радиусу и во времени, встречает огромные технические и технологические трудности. Целесообразнее использовать линейные модели, позволяющие установить связь между нефтенасыщенностью, свойствами пористой среды, газа и жидкости во времени при различных депрессиях на пласт.

При этом должны быть учтены наличие остаточной воды в пористой среде, влияние гравитационных и капиллярных сил. Лабораторные опыты с образцами пористых сред, имеющих разную проницаемость, показывают, что насыщение пор жидкостью за счет капиллярных сил существенно влияет на остаточную нефте- и водонасыщенность. В пределах депрессий, создаваемых на практике, вытеснения газом жидкости, удерживаемой капиллярной силой, не происходит. На основании этого после промежутка времени, продолжительность которого зависит от проницаемости пористой среды и свойств жидкости, относительную проницаемость по жидкости приравнивают к нулю, а по газу – к единице.

Создана экспериментальная установка, на которой исследовали интенсивность изменения нефтенасыщенности образцов породы, составленных из кварцевого песка, маршаллита и бентонитовой глины (рис. 2.32). Модель пласта изготовлена из оргстекла в виде цилиндрической трубки длиной 0,3 м и диаметром 0,03 м, рассчитанной на рабочее давление 0,6 МПа и температуру 293 К. Всего исследовано щесть моделей, различающихся соотношением фракций отсортированного кварцевого песка, маршаллита и бентонитовой глины.

Модель I была набита только чистым кварцевым песком, II -этим же песком с маршаллитом в соотношении 5:1, модель III -также песком и маршаллитом в соотношении 2:1; модель IV -состояла из 98,5 % песка и 1,5 % (по объему) бентонитовой глины. Модель V была набита песком и маршаллитом в соотношении 1:1, VI -этими же компонентами, но в соотношениях 2:3. В качестве газовой фазы использовали сжатый воздух.

В схему установки входили также источник газа, расходомер газа, образцовые манометры на 0,1, 0,16, 0,4, 0,6 МПа.

Эксперименты проводили в такой последовательности. Сначала с помощью вибратора модель набивали образцами породы. Затем определяли коэффициент абсолютной проницаемости сухого образца, для чего на выходе из модели (при постоянном контурном давлении на входе) создавали давления, которые в 8–10 раз превышали забойные значения. По полученным данным строили индикаторные линии. Обрабатывая индикаторные линии в координатах  $\Delta p^2/Q - Q$ , определяли коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b* и по известному значению *a* рассчитывали коэффициент проницаемости сухой модели.



Рис. 2.32. Схемы экспериментальной установки (a) и модели пласта (б) для изучения интенсивности изменения нефтенасыщенности пористой среды при прорыве газа: 1 – вентиль; 2 – образцовый манометр; 3–5 – модели пластов; 6 – коллектор; 7 – счетчик газа; 8 – пористая среда; 9 – корпус модели; 10 – фильтр; 11 – прокладка; 12 – крышка модели

Далее модели насыщались водой для создания пористой среды с остаточной водой. Полностью водонасыщенные модели взвешивали, после чего их подключали к схеме для продувки газом. С момента включения подачи газа проводили отсчет времени и измеряли расход газа. Периодически, в зависимости от интенсивности изменения расхода газа, модели с остаточной водой взвешивали.

В начале опытов, когда модели были полностью заполнены водой или нефтью, при подключении газа давление на выходе из модели было практически равно барометрическому и из модели фильтровалась только жидкость. С момента начала выхода газа из модели давление на выходе повышалось. В процессе дальнейшей продувки моделей газом его расход постепенно увеличивался, а дебит жидкости снижался. В стадии интенсивного изменения давления на выходе, дебитов жидкости и газа, которое наблюдалось при высокой водо- и нефтенасыщенности, исключалась возможность снятия индикаторных кривых и определения коэффициентов фильтрационного сопротивления *а* и *b*, так как на этой стадии от режима к режиму значительно изменялись параметры пористой среды в процессе снятия индикаторных кривых.

Только при уровне насыщенности моделей водой или нефтью ниже 50 % общего объема пор удавалось снять качественные индикаторные кривые. При водо- или нефтенасыщенности, превышающей 50 % объема пор, интенсивность изменения насыщенности во времени от создаваемых депрессий на пласт была настолько заметна, что полученные кривые сильно искажались и имели выпуклость к оси  $\Delta p^2$ , поэтому индикаторные кривые, указанные в табл. 2.27, сняты после сравнительной стабилизации кривой изменения насыщенности во времени.

Таблица 2.27

Результаты измерений и расчетов, полученные с помощью моделей I-VI

<i>р</i> вх, МПа	<i>р</i> <sub>вых</sub> , МПа	∆ <i>р</i> , МПа	Нарастаю- щее время, с	<i>G</i> и.т, кг	S <sub>H.T</sub>	k <sub>г</sub> , мкм <sup>2</sup>	k <sub>н</sub> , мкм <sup>2</sup>	a	<i>b</i> ·10 <sup>-4</sup>	k <sub>г.т</sub> , мкм <sup>2</sup>	Индикатор- ная кривая на рис. 2.33	
					Mo	дель I						
0,120	0,1002 0,1005	0,0198 0,0195	1500 2400	1,9760 1,9670	0,682 0,561	0,098 0,227	0,337 0,187		-		-	
0,200	0,1500	0,0500	4500 8400 10500 19800 27300 34800	1,9588 1,9492 1,9472 1,9437 1,9422 1,9413	0,450 0,320 0,293 0,246 0,225 0,214	0,391 0,616 0,666 0,745 0,786 0,797	0,097 0,035 0,027 0,016 0,012 0,010	0,067 0,038 0,032 0,028 0,026 0,024	3,93 3,00 3,41 2,84 1,39 1,40	2,317 4,086 4,852 5,545 5,971 6,469	1 2 3 4 5 6	
0.400	Модель II											
0,120	0,0002	0,1198	2700 4800	1,9750 1,9750 1,9612	0,753 0,696 0,580	0,049 0,087 0,203	0,453 0,358 0,207	-				
0,200	0,1500	0,050	6600 10500 14400 18300 25800 33300	1,9552 1,432 1,9386 1,9351 1,9337 1,9325	0,504 0,354 0,296 0,252 0,235 0,220	0,306 0,556 0,659 0,735 0,763 0,788	0,136 0,047 0,027 0,017 0,014 0,011	0,043 0,036 0,034 0,029 0,028	- 3,43 3,23 2,11 2,17 1,86	- 3,569 4,313 4,566 5,353 5,545	I II III IV V	
					Mod	дель III						
0,120	0	0,120	300	1,9618	0,980	0,000	0,943	-	-	-	-	
	0,0002	0,1198	2100 3900	1,9569 1,9517	0,902 0,819	0,004 0,020	0,735 0,549	-				
0,200	0,150	0,050	5700 7500 12900 16800 24000 35400	0,9464 1,9431 1,9377 1,9350 1,9330 1,9293	0,734 0,681 0,595 0,552 0,520 0,461	0,060 0,099 0,186 0,239 0,284 0,374	0,396 0,317 0,211 0,168 0,141 0,098	  0,111 0,108 0,094	- - 2,770 1,460 0,593	- - 1,399 1,438 1,652	- - I II III	
					Мод	дель IV						
0,120	0	0,120	600 2400	1,9685 1,9618	0,957 0,867	0,001 0,009	0,877 0,653					
	0,0002	0,1198	4200	1,9597	0,839	0,016	0,591	-	-	-	-	

7.

- ·· ·																	1
При			0,200						0 <u>1-00</u>	0 260					0,200	<i>р</i> ∎х, МПа	
мечание.		0,150	0,100						5	0 150	-				0,150	р <sub>ыых</sub> , МПа	
Цля моделей		0,050	0,100						0,000	0 050	-				0,050	∆р, МПа	
I V и VI соотв	10500 30000 56400	900 4200 7200	300		62000	33000	19200 24000	7200 1200	1200 2400 4200	600 1	_	20700 28200 54000	16800	9600	7800	Нарастаю- щее время, с	
етственно k	2,0112 2,0105 2,0080 2,0047 2,0015	2,0202 2,0175 2,0150	2,0230		1,9402	1,9506	1,9557 1,9532	1,9627 1,9590	1,9748 1,9615	1 9768	_	1,9430 1,9385 1,9366	1,9450	1,9496	1,9557	<i>G</i> п.т, кг	п
= 1,148 и 0,	0,757 0,716 0,662 0,669	0,918 0,873 0,832	0,964	Mod	0,464 0,464	0,523	0,607 0,566	0,721 0,661	0,866	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	: -	0,589 0,555 0,530	0,643	0,704	0,786	S <sub>n.T</sub>	родолжен
759 MKM <sup>2</sup> .	0,04698 0,07219 0,11531 0,14229 0,16900	0,00211 0,00744 0,01658	0,0002	ent VI	0,36841	0,27884	0,17119 0,22057	0,0687 0,11624	0,0019 0,0087	0000 0	:	0,101 0,193 0,235 0,269	0,133	0,080	0,033	k <sub>г</sub> , мкм <sup>2</sup>	ие табл.
	0,43380 0,36706 0,29012 0,25484 0,22587	0,77362 0,66534 0,57593	0,89584		0,09990	0,14305 0,12650	0,22365 0,18132	0,37480 0,28880	0,77870 0,64946 0.50817	0.83060	_	0,234 0,204 0,171 0,149	0,265	0,349	0,485	<b>k</b> н, мкм <sup>2</sup>	2.27
	0,698 0,517 0,406 0,402 0,362	1111	1		0,264	0,327 0,321	0,560 0,482	}	111	1	_	0,207 0,177 0,146 0,117	0,220	I	11	a	
	0,540 0,400 0,160 0,160	1111	I		0,300	0,708 0,600	0,170 0,737	11		I		3,340 4,448 2,930 1,734	13,000	ł	11	b-10 <sup>-4</sup>	
	0,223 0,301 0,383 0,387 0,430		ı		0,589	0,476 0,484	0,278 0,323	11	F F F	1		0,750 0,877 1,063 1,327	0,706	I	1 1	k <sub>г.т</sub> , мкм <sup>2</sup>	
	V V 111 1	111	1		V	III IV	I II	11	1	I		<i>⊾</i> ₩		I		Индикатор- ная кривая на рис. 2.33	

Насыщенность моделей водой и нефтью (рис. 2.33) определяли путем отнесения оставшегося в модели количества нефти или воды ко всему объему пор, т.е. считали, что насыщенность пор жидкостью одинакова по сечению и длине модели. Начальную водо- и нефтенасыщенность принимали равной единице, так как жидкость занимала все поровое пространство сухой модели. Подаваемый на входе в модель газ вытеснял жидкость и через сравнительно небольшой отрезок времени газ прорывался к выходу, хотя к моменту выхода газа модели имели достаточно высокую насыщенность жидкостью. Время начала выхода газа составляло от десятков секунд до нескольких минут в зависимости от проницаемости модели и перепада давлений. После выхода газа происходили постепенное увеличение количества газа и снижение выхода жидкости.

Средняя насыщенность моделей водой

$$S_{\rm B} = (G_{\rm B,T} - G_{\rm cyx}) / (G_{\rm B,H} - G_{\rm cyx}), \qquad (2.228)$$

где  $G_{\text{в.т.}}, G_{\text{в.н.}}$  – текущая и начальная массы водонасыщенной модели, кг;  $G_{\text{сух.}}$  – масса сухой модели, кг.

Насыщенность моделей нефтью

$$S_{\rm H} = (G_{\rm H.T} - G_{\rm CB})/(G_{\rm H.H} - G_{\rm CB}), \qquad (2.229)$$

где G<sub>н.т</sub>, G<sub>н.н</sub> – текущая и начальная массы нефтенасыщенной модели, кг; G<sub>св</sub> – масса модели со связанной водой, кг.

При изучении характера изменения нефтенасыщенности моделей I и II, состоящих из чистого отсортированного кварцевого песка и такого же песка с маршаллитом в соотношениях 5:1, выяснилось, что количество остаточных вод весьма низкое – около 2 % общего объема пор. Это объясняется малой адсорбционной способностью кварцевого песка и частично – испарением остаточной воды с поверхности песчинок при длительной продувке сухим воздухом. При определении насыщенности этих моделей связанной водой использованы следующие данные:  $G_{\rm сух} = 1,9150$  кг,  $G_{\rm в.н} = 1,9947$  кг,  $G_{\rm с.в} = 1,9166$  кг.

Насыщенность связанной водой модели III определялась такими исходными данными:  $G_{\text{сух}} = 1,9005 \text{ кг}, G_{\text{в.н}} = 1,9705 \text{ кг}, G_{\text{с.в}} = 1,9090 \text{ кг}$ . На модели IV опыты показали следующие результаты:  $G_{\text{сух}} = 1,8970 \text{ кг}, G_{\text{в.н}} =$ = 1,9735 кг,  $G_{\text{с.в}} = 1,9245 \text{ кг}$ ; на модели V:  $G_{\text{сух}} = 1,9187 \text{ кг}, G_{\text{в.н}} = 1,9929 \text{ кг},$  $G_{\text{с.в}} = 1,9318 \text{ кг}$ ; на модели VI:  $G_{\text{сух}} = 1,9646 \text{ кг}, G_{\text{в.н}} = 2,0270 \text{ кг}, G_{\text{св}} =$ = 1,9885 кг.

Вычисленные значения остаточной водонасыщенности моделей:  $S_{cBI} = S_{cBII} = 0,02$ ;  $S_{cBIII} = 0,1214$ ;  $S_{cBIV} = 0,359$ ;  $S_{cBV} = 0,1765$ ;  $S_{cBVI} = 0,3830$ .

При определении текущей нефтенасыщенности первых двух моделей ввиду низкой остаточной водонасыщенности использовали формулу (2.229). Результаты измерений и расчетов текущих значений нефтенасыщенности S<sub>и.т</sub> приведены в табл. 2.28.

Нефтенасыщенность моделей III-VI определяли по формуле

$$S_{\rm H.T} = [G_{\rm H.T} - G_{\rm cyx}] / [G_{\rm H.H} - G_{\rm cyx}]$$
(2.230)

и по формуле (2.229). Результаты этих измерений и расчетов также даны в табл. 2.27. Нефтенасыщенности, вычисленные по формуле (2.230), включают



Рис. 2.33. Кривые изменения нефтенасыщенности пласта во времени при прорыве газа

и остаточную водонасыщенность. Такой способ определения необходим при построении кривых фазовых проницаемостей для жидкой (нефть и остаточная вода) и газовой фаз.

Определенные таким образом средние начальные и текущие водо- и нефтенасыщенности моделей, имеющих сравнительно однородную структуру, не противоречат физической сущности опытов при моделировании, так как по длине моделей градиент давления имеет практически постоянное значение. Как правило, в начальной стадии вытеснения нефти газом перепады давления имели максимальные значения.

После прорыва газа и выноса 25-50 % жидкости из пористой среды темпы изменения давления на выходе, а также дебитов нефти и газа снижались. Это позволяло снять индикаторные кривые и определить коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b*.

На рис. 2.33 отмечены значения S<sub>ил</sub>, при которых снимались индикаторные кривые. Видно, что чем выше проницаемость образца и лучше отсортирован состав, из которого составлена пористая среда, тем быстрее вытесняется нефть из модели. Существенную роль играют и поверхностные явления. Опыты с использованием смеси маршаллита с песком в соотношениях 1:2 и 3:2 (модели III, VI), а также смеси 1,5 % бентонитовой глины с 98,5 % песка (модель IV) показали, что высокая абсорбционная способность смеси глины с песком по сравнению со смесью маршаллита с песком приводит на модели IV к  $S_{c_{\rm B}}=0.359$  и S<sub>ит</sub> = 0,256 через 900 мин продувки образца газом. По остаточной водонасышенности только модель VI превышает аналогичный параметр модели IV. Результаты опытов на модели VI показывают, что для полного вытеснения нефти из нее потребуется достаточно длительное время, так как после 940 мин продувки этой модели суммарная остаточная насыщенность нефтью и водой составляла 0,609. На модели V суммарная остаточная насыщенность нефтью и водой S<sub>ит</sub> составляла 0,464 через 1050 мин продувки. Уменьшение размеров частиц в составе смеси, состоящей из песка и маршаллита, путем изменения их соотношений при приготовлении образца приводит к увеличению остаточной водо- и нефтенасыщенности. Интенсивность изменения насыщенности нефтью каждой модели, кроме их фильтрационных свойств и происходящих в них поверхностно-молекулярных явлений, тесно связана с депрессией на образец пористой среды. При проведении опытов стремились к поддержанию одинаковых депрессий на образцы, хотя бы после прорыва газа к выходу. Увеличение депрессии на пласт приводит к ускорению вытеснения нефти и воды из пористой среды.

Существующая закономерность между изменением нефтеводонасыщенности, депрессией на пласт и продолжительностью продувки позволяет сделать вывод о том, что на практике характер изменения дебитов нефти и газа во времени определяется не только фильтрационными свойствами пористой среды и свойствами нефти и газа, но и депрессией на пласт, причем на количественное изменение водо- и нефтенасыщенности влияет форма границы раздела фаз, зависящая в свою очередь также от депрессии.

Полученный характер изменения S<sub>н.т</sub> во времени для разных пористых сред можно выразить формулой

$$S_{\rm H}(t) = 1 - \alpha \ln t,$$
 (2.231)

где  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности между  $S_{\mu}(t)$  и временем t ( $1 \le t \le \infty$ ).

Коэффициент  $\alpha$  определяют исходя из известного конечного значения  $S_{\rm H}$  при конечном t.

При условии, что остаточная насыщенность жидкостью всех моделей должна быть  $S_{oct} = 0,2$ , коэффициент  $\alpha$  в формуле (2.231) для изучаемых моделей пористой среды имеет следующие значения:  $\alpha_I = \alpha_{II} = 0,1176$ ;  $\alpha_{III} = 0,1088$ ;  $\alpha_{IV} = 0,0970$ ;  $\alpha_V = 0,0779$  и  $\alpha_{VI} = 0,0573$ .

Для полученных закономерностей изменения  $S_n$  во времени продолжительность вытеснения газом нефти из моделей I-VI до остаточной насыщенности  $S_{ocr} = 0,2$ :  $t_I = t_{II} = 900$  мин;  $t_{III} = 1560,78$  мин;  $t_{IV} = 3817,17$ ;  $t_V = 28$  842,34 мин;  $t_{VI} = 1$  143 266 мин. Полное прекращение поступления нефти произойдет через 0,6 сут для первых двух моделей; через 1,08 сут для модели III; через 2,65, 20, 793,9 сут соответственно для моделей IV, V, VI.

Эти результаты справедливы на всех участках по длине и сечению изучаемых моделей. В реальных условиях депрессия на пласт существенно изменяется от стенки скважины к контуру питания и поэтому нефтенасыщенность зоны прорыва газа в нефтеносном пласте будет переменной величиной, возрастающей при увеличении радиуса. Следовательно, при решении задач по прогнозированию дебитов нефти и газа скважин, вскрывших газонефтяные пласты, в исходную формулу необходимо внести нефтенасыщенность, изменяющуюся во времени и по радиусу.

Установление закономерности изменения нефтенасыщенности в зоне прорыва газа во времени и по радиусу позволяет определить изменение коэфициентов относительной проницаемости по газу и жидкости. По известным значения водо- и нефтенасыщенности образцов моделей, полученным экспериментальным путем, рассчитаны относительные фазовые проницаемости по газу  $k_r$  и нефти  $k_n$ :

$$k_{\rm r} = 1 - 6S_{\rm u,r}^2 + 8S_{\rm u,r}^3 - 3S_{\rm u,r}^4; \qquad (2.232)$$

$$k_{\rm H} = [S_{\rm H.T}/(1 - S_{\rm CB})]^3$$
, или  $k_{\rm H} = S_{\rm H.T}^3$ , (2.233)

где S<sub>н.т</sub> – текущая нефтенасыщенность образца, (см. табл. 2.26).



Рис. 2.34. Кривые изменения коэффициентов проницаемости по газу (1) и нефти (2) моделей I-VI

Применение двух формул для определения фазовой проницаемости по нефти вызвано тем, что при значительной остаточной водонасыщенности образца использование формулы с учетом  $S_{\rm CB}$  дает завышенное значение  $k_{\rm H}$  до тех пор, пока не будет удовлетворяться условие  $S_{\rm H,T} < (1 - S_{\rm CB})$ . Определение  $k_{\rm H}$  без учета  $S_{\rm CB}$ , физически означает, что под  $k_{\rm H}$  понимается относительная проницаемость модели по жидкости в целом, а не по нефти. При незначительном  $S_{\rm CB}$ , как при опытах на моделях I и II, фазовую проницаемость по нефти определяли с учетом наличия в образце связанной воды. В остальных случаях фазовую про-



Рис. 2.35. Зависимости коэффициента проницаемости моделей *I-VI* от продолжительности продувки нефтенасыщенных образцов породы газом, полученные при обработке индикаторных кривых

ницаемость по нефти определяли как проницаемость по жидкой фазе (см. табл. 2.26).

Установлено, что при увеличении продолжительности продувки нефтенасыщенных образцов газом относительная проницаемость по газу растет (рис. 2.34, 2.35). Причем по мере ухудшения фильтрационных свойств пористой среды интенсивность роста фазовой проницаемости по газу снижается. Полученные по результатам опытов кривые изменения фазовых проницаемостей полностью соответствуют аналогичным кривым, исследованным другими авторами.

Проведение эксперимента позволило оценить связь между интенсивностью изменения водо- и нефтенасыщенности, фильтрационными свойствами пористой среды и продолжительностью вытеснения нефти из пористой среды газом при заданной депрессии на пласт. Полученные зависимости имеют огромное значение для прогнозирования дебитов нефти и газа, при прорыве газа к скважине через перфорированный нефтеносный интервал. Для получения подобной информации в пластах с разными фильтрационными свойствами эксперименты необходимо продолжить в широком диапазоне изменения депрессий на пласт, свойств нефти, воды и газа.

# 2.7. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА

В скважинах, вскрывших пласты с низкими коллекторскими свойствами, перераспределение давления при их пуске и остановке происходит медленно. Это приводит к значительной затрате сил и средств для испытания таких скважин методом установившихся отборов, поэтому их исследование при стационарных режимах фильтрации становится нецелесообразным. Для применения метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией забойного давления и дебита предложены различные модификации этого метода, позволяющие ускорить процесс исследования таких скважин. Каждая из модификаций допускает возможность использования нестабилизированных значений давления и дебита скважины. Следовательно, неточности определяемых параметров пласта, коэффициентов фильтрационного сопротивления будут обусловлены правильностью принятых допущений о возможности использования нестабилизированных значений пластового и забойного давлений и дебитов на разных режимах работы скважин.

Как известно, метод установившихся отборов требует полной стабилизации забойного давления и дебита скважин на каждом режиме и полного восстановления давления между режимами. Стабилизированным считается режим, если в течение определенного отрезка времени забойное давление и дебит практически не изменяются. Но иногда изменение давления и дебита используемыми приборами не фиксируется. Условия стабилизации соблюдаются достаточно надежно только в случае применения высокочувствительных приборов.

Характер изменения давления на устье после пуска скважины и перед



Рис. 2.36. Кривые изменения давления на устье (1) и перед диафрагмой на ДИКТ (2) в процессе стабилизации режима работы после пуска скважины

диафрагмой на диафрагменном измерителе критического течения (ДИКТ) в процессе стабилизации режима работы иллюстрирует рис. 2.36.

Далее описаны наиболее известные ускоренные методы исследования скважин при длительной стабилизации давления и дебита – изохронный и экспресс-методы.

### ИЗОХРОННЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Для двучленного закона фильтрации газа к скважине результаты испытания изохронным методом обрабатывают по формуле

$$p_{nn}^2 - p_s^2(t_p) = a(t_p)Q(t_p) + b(t_p)Q^2(t_p), \qquad (2.234)$$

где  $p_3(t_p)$  – забойное давление, соответствующее времени  $t_p$ ;  $t_p$  – время работы скважины, не превышающее 60 мин и одинаковое на всех режимах испытания скважины;  $a(t_p)$  – коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов, а также радиуса дренирования;  $Q(t_p)$  – дебит скважины, соответствующий времени  $t_p$ .

В данном случае изменчивость коэффициента  $a(t_p)$  обусловлена не только радиусом зоны дренирования, который зависит от продолжительности работы скважины  $t_p$  на разных режимах. При значении  $t_p$ , равном  $t_{c\tau}$  – времени полной стабилизации давления и дебита, радиус зоны дренирования доходит до контура питания. Чем больше  $t_p$ , тем ближе значения  $a(t_p)$  к истинному значению  $a_{\mu c\tau}$ .

Рассмотрим структуру коэффициента  $a(t_p)$ :

$$a(t_{\rm p}) = \frac{\mu z p_{\rm ar} T_{\rm nn}}{\pi k h T_{\rm cr}} \ln \frac{R(t_{\rm p})}{r_{\rm c}}, \qquad (2.235)$$

где  $r_c$  – радиус скважины;  $R(t_p)$  – радиус зоны дренирования, охваченной скважиной за время работы  $t_p$ .

При постоянстве всех параметров, входящих в формулу (2.235), величина  $a(t_p)$  зависит только от  $R(t_p)$ . В зависимости от коллекторских свойств пласта и продолжительности работы скважины на разных режимах, изменение значения  $a(t_p)$  может составлять от нескольких процентов до нескольких раз.

Значение b также зависит от продолжительности стабилизации давления и дебита скважины. Однако эта зависимость настолько несущественна, что ею

можно пренебречь. Для подтверждения изложенного рассмотрим структуру коэффициента b для совершенной скважины:

$$b(t_{\rm p}) = \frac{\rho_{\rm cr} \, p_{\rm ar} \, z T_{\rm nn}}{2\pi^2 \, l h^2 \, T_{\rm cr}} \ln \left( \frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{R(t_{\rm p})} \right), \tag{2.236}$$

где *l* – коэффициент макрошероховатости, зависящий от пористости, проницаемости, формы и извилистости фильтрационных каналов.

Коэффициент макрошероховатости *l* можно определить только экспериментальным путем. Предложенные формулы для расчета *l* дают весьма приближенное значение и базируются на обобщении опытных и промысловых данных зависимости *l* от пористости, проницаемости и диаметра частиц.

Представим коэффициент b в виде

$$b = b^{*} \left[ \frac{1}{r_{\rm c}} - \frac{1}{R(t_{\rm p})} \right], \tag{2.237}$$

где

$$b^* = \rho_{\rm cr} p_{\rm ar} T_{\rm Ha} z / (2\pi^2 l h^2 T_{\rm cr}). \tag{2.238}$$

Для выяснения причины быстрой стабилизации коэффициента b оценим влияние радиуса зоны дренирования  $R(t_p)$  и радиуса скважины на значение b. Радиус  $r_c$  для газовых скважин колеблется в пределах 0,075–0,150 м. Если принять в среднем  $r_c = 0,1$  м, а  $R(t_p)$  равным хотя бы нескольким десяткам метров (например, радиус зоны дренирования при испытании скважин изохронным методом пластов с очень низкими коллекторскими свойствами равен 50 м), то нетрудно убедиться, что

$$b = b^*(1/0, 1 - 1/50) \approx 10b^*.$$

Это означает, что радиус зоны дренирования практически не влияет на коэффициент b.

Приведенный пример показывает, что коэффициент b практически не зависит от продолжительности работы скважины на режимах. Следует подчеркнуть, что за время  $t_p$  (как правило, не более 60 мин) радиус  $R(t_p)$  составляет не менее нескольких десятков метров. Поэтому возможность пренебречь влиянием продолжительности периода стабилизации на значение b практически всегда будет оправдана даже для пластов с наилучшими коллекторскими свойствами.

Это оправданное пренебрежение позволяет определить коэффициент b по нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов на разных режимах. Обработав результаты испытания в координатах  $[p_{u,n}^2 - p_a^2(t_p)] / Q(t_p) - Q(t_p)$  определяют коэффициент  $a(t_p)$  как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла наклона прямой. Практически точное значение b, найденное по нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, позволяет без труда определить и истинное значение  $a_{ucr}$ . Для этого можно применить два метода.

1. При известном коэффициенте *b* необходимо на одном из режимов дождаться полной стабилизации забойного давления и дебита, а затем использовать уравнение

$$a_{\text{HeT}} = \left[ p_{n,n}^2 - p_{3}^2(t_{\text{cT}}) \right] / Q(t_{\text{cT}}) - bQ(t_{\text{cT}}), \qquad (2.239)$$

где  $p_3(t_{cr})$  – забойное давление на выбранном режиме после полной стабилизации работы скважины;  $Q(t_{cr})$  – дебит скважины после полной стабилизации работы на данном режиме;  $t_{cr}$  – время, необходимое для полной стабилизации давления и дебита на одном из режимов работы скважины; b – коэффициент при квадратичном члене уравнения притока газа к скважине, определяемый по результатам испытания скважины изохронным методом.

Определив по результатам испытания скважины с применением изохронного метода значение  $a(t_p)$ , соответствующее нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, искомый коэффициент можно вычислить по формуле

$$a_{\text{HCT}} = a(t_{\text{p}}) + \beta \ln(t_{\text{cT}}/t_{\text{p}}),$$
 (2.240)

где  $\beta$  – тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанная в координатах  $p_3^2(t) - \lg t$ ;

$$t_{\rm cr} = c r_{\kappa}^2 m \mu / (k p_{\rm n,n})$$
, или  $t_{\rm cr} = c r_{\kappa}^2 / \varkappa$ ; (2.241)

$$t_{\rm p} = 0.348 \cdot 10^{-3} k p_{\rm cp} t / (m \mu r_{\kappa}^2); \qquad (2.242)$$

с – численный коэффициент, изменяющийся в пределах 0,122 ≤ с ≤ 0,350 в зависимости от условий задачи, принятых разными авторами.

При испытании скважины с применением изохронного метода одним из обязательных условий является полное восстановление давление между режимами. При этом получают столько кривых, сколько режимов, поэтому для определения коэффициента  $a_{\rm Hct}$  необходимо одну из кривых восстановления давлений обработать в координатах  $p_3^2(t) - c$ . Далее, определив  $\beta$ ,  $t_{\rm ct}$  и  $t_{\rm p}$ , по формуле (2.240) вычисляют значение  $a_{\rm Hct}$ .

2. Если на кривую восстановления давления влияет зона с ухудшенной проницаемостью пласта, т.е. эта кривая состоит из двух участков, то

$$a_{\mu cr} = a(t_p) + \beta_1 \ln(t_1/t_p) + \beta_2 \ln(t_{cr}/t_1), \qquad (2.243)$$

где  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  – угловые коэффициенты первого и второго прямолинейного участков КВД;  $t_1$  – время, соответствующее точке пересечения двух прямолинейных участков КВД, построенной в координатах  $p_3^2(t) - \lg t$ .

Технология испытания скважин с применением изохронного метода (рис. 2.37) заключается в следующем: перед началом испытания скважины измеряют пластовое давление или определяют его расчетным путем, измерив статическое давление на устье. Далее скважину пускают в работу с дебитом  $Q_1$  на время  $t_p \approx 30 \div 60$  мин. К концу этого времени измеряют затрубное и буферное давления, при возможности – забойное давление глубинным манометром, температуру газа, а также давление и температуру газа на ДИКТ. Если расход газа измеряется дифманометром, то измеряют давление и температуру перед диафрагмой и перепад давления на диафрагме. Величину дебита на первом режиме при испытании скважины через ДИКТ следует оценить по формуле

$$Q_1 = C p_n \delta / \sqrt{z \,\overline{\rho} T_n}, \qquad (2.244)$$



Рис. 2.37. График изменения давления во времени, полученный при использовании изохронного метода (1-6 - режимы испытания)

где C – коэффициент расхода диафрагмы;  $p_{\pi}$  – давление газа перед диафрагмой;  $\delta$  – поправка на адиабатическое расширение газа; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $p_{\pi}$  и  $T_{\pi}$ ;  $\overline{\rho}$  – относительная плотность газа;  $T_{\pi}$  – температура газа перед диафрагмой.

При расчете  $Q_1$  взамен  $p_{\pi}$  можно использовать статическое давление на устье скважины и ориентировочное значение параметра  $\sqrt{z \,\overline{\rho} T_{\pi}}$ , которое колеблется в пределах 12–13. В зависимости от заранее предусмотренного числа режимов следует выбрать значение дебита на первом и последующих режимах. При известных  $p_{\pi} \sim p_{cr}$  и  $\sqrt{z \,\overline{\rho} T_{\pi}}$  дебит скважины на первом режиме будет зависеть от диаметра диафрагмы и линии измерения дебита. Зная диаметр ДИКТ и выбирая диаметр диафрагм, можно определить коэффициент расхода *C*, от которого в основном зависит расход газа.

При выборе режима испытания следует обратить особое внимание на следующие факторы.

1. Дебиты скважины на всех режимах испытания должны обеспечить вынос с потоком газа жидких и твердых примесей и исключить возможность загрязнения призабойной зоны пласта, образования жидкой и песчаной пробки. Образование пробки или очищение от нее забоя в процессе испытания приводит к изменению коэффициентов фильтрационного сопротивления, что в свою очередь является одним из факторов, влияющих на форму индикаторных кривых.

Номер режи- ма	<i>р</i> <sub>зят</sub> , МПа	<i>р</i> <sub>заб</sub> , МПа	$p_{nn}^2 - p_3^2(t_p),$ M $\Pi a^2$	$Q(t_p)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\frac{p_{_{\rm IIJ}}^2 - p_3^2(t_{\rm p})}{Q(t_{\rm p})}$
1	11,59	13,48	13,47	52,0	0,259
2	10,89	12,89	29,29	94,6	0,309
3	9,92	11,57	61,56	158,8	0,387
4	8,48	10,17	92,01	203,0	0,453
5	7,33	8,52	122,85	243,5	0,502
6	6,36	7,34	141,56	266,5	0,531

Таблица 2.28

анные	обработки	результатов	исследования	ИЗОХДОННЫМ	методом



Рис. 2.38. Зависимости, полученные в результате исследования скважины изохронным методом:  $1 - \Delta p^2$  от  $Q(t_p); 2 - \Delta p^2/Q$  от  $Q(t_p)$ 

2. Параметры режима должны исключить возможность образования кристаллогидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

3. Режим скважины должен исключить возможность подтягивания конуса подошвенной воды в процессе испытания.

На втором и последующих режимах, аналогично первому, по истечении времени  $t_p$  измеряют давление, температуру, расход газа и закрывают скважину до полного восстановления давления. Таким образом, пуск скважины на разных режимах на время

$$t_{p1} = t_{p2} = t_{p3} = \dots = t_{pn}$$

и остановка между режимами до полного восстановления давления позволяют получить представление о характере изменения устьевого давления во времени (рис. 38).

Основной недостаток изохронного метода – необходимость полного восстановления давления между режимами. Если считать, что время, необходимое для полной стабилизации, равно времени восстановления давления, то применение изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины почти в 2 раза.

Пример. Рассмотрим порядок обработки результатов испытания скважины изохронным методом на шести режимах. Время работы скважины на режимах  $t_p = 3600$  с;  $p_{nn} = 13,98$  МПа. Параметры стабилизированного режима:  $p_3(t_{cr}) = 10,35$  МПа;  $Q(t_{cr}) = 105,4$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. Результаты обработки приведены в табл. 2.28. По рис. 2.28 определены значения  $a(t_p) = a(3600) = 0,17$  и  $b(t_p) = b(t_{cr}) = 0,0015$ . Зная  $b(t_p)$ ,  $Q(t_{cr})$  и  $p_3(t_{cr})$ , можно вычислить  $a_{Hcr}$ :

$$a_{\text{HCT}} = [13,98^2 - 10,35^2 - 0,0015 \cdot 105,4^2]/105,4 = 0,68$$

Сравним значения  $a(t_p)$  и  $a_{\text{нст}}$ :  $a_{\text{нст}}/a(t_p) = 4,7$ .

### ЭКСПРЕСС-МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Исследование скважин изохронным методом проводят с обязательным восстановлением давления между режимами. Для пластов с низкими коллекторскими свойствами, требующих восстановления давления после каждого режима иногда в течение 10 ч, исследование скважины на пяти – восьми режимах продолжается несколько дней. Так, если продолжительность процессов полной стабилизации давления и дебита и полного восстановления после каждого режима составляет 10 ч, то при числе режимов, равном шести, и испытании скважины изохронным методом, общая продолжительность исследования достигает 66 ч. Для скважин, не подключенных в систему сбора и подготовки газа, как, например, на поисково-разведочных площадях и при первичном испытании эксплуатационных скважин с выпуском газа в атмосферу, исследование в течение продолжительного времени недопустимо. Выпуск газа в атмосферу запрещен законом об охране окружающей среды и природных ресурсов, особенно в том случае, если в составе газа присутствует сероводород. С учетом этого предложен экспресс-метод, который значительно сокращает длительность процесса исследования скважин [85].

Уравнение притока газа к скважине при соблюдении условия экспрессметода имеет вид

$$p_{u,n}^2 - p_s^2(t_p) = a(t_p)Q(t_p) + bQ^2(t_p) + \beta c(t_p).$$
(2.245)

Коэффициент  $c(t_p)$  зависит от числа режимов и порядкового номера режима. Его можно легко определить.

Значения c<sub>i</sub>(t<sub>p</sub>) для каждого режима вычисляют по следующим формулам:

$$c_{1} = 0; c_{2} = 0,176Q_{1}; c_{3} = 0,097Q_{1} + 0,176Q_{2};$$

$$c_{4} = 0,067Q_{1} + 0,097Q_{2} + 0,176Q_{3};$$

$$c_{5} = 0,051Q_{1} + 0,067Q_{2} + 0,097Q_{3} + 0,176Q_{4}; c_{6} = 0,041Q_{1} + ...; \qquad (2.246)$$

$$c_{7} = 0,034Q_{1} + ...; c_{8} = 0,030Q_{1} + ...; c_{9} = 0,026Q_{1} + ...; c_{10} = 0,024Q_{1} + ...;$$

$$c_{11} = 0,021Q_{1} + ....; c_{10} = 0,024Q_{1} + ...;$$

Если скважина перед исследованием экспресс-методом значительное время продувалась, а затем закрывалась непродолжительное время, в течение которого пластовое давление не полностью восстановилось, то при этом зависимость  $p_{\mu,n}^2 - p_3^2(t_p) = \Delta p_i^2$  от  $Q_i$  отсекает на оси ординат отрезок, равный

$$c_i = \beta Q_{up} \ln \frac{t_{up} + t_{ocr}}{t_{ocr}}, \qquad (2.247)$$

где  $Q_{\rm np}$  – дебит скважины при продувке перед закрытием на исследования;  $t_{\rm np}$ ,  $t_{\rm ocr}$  – продолжительность продувки и остановки после продувки.

В этом случае результаты испытания экспресс-методом следует обрабатывать по формуле

$$p_{\pi\pi}^{2} - p_{3i}^{2}(t_{p}) = a(t_{p}) Q_{i}(t_{p}) + bQ_{i}^{2}(t_{p}) + \beta[c_{i}(t_{p}) + c_{0}].$$
(2.248)

Обработка результатов испытания в координатах  $[p_{n,1}^2 - p_{3i}^2(t_p) - \beta c_i(t_p)]/Q_i(t_p)$  или  $[p_{n,1}^2 - p_{3i}^2(t_p) - \beta (c_i(t_p) + c_0)]/Q_i(t_p) - Q_i(t_p)$  позволяет определить коэффициенты фильтрационного сопротивления  $a(t_p)$  и b. Как видно из формулы (2.245), результаты испытания экспресс-методом обрабатывают только при известном коэффициенте  $\beta$ , определяемом как тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах  $p_3^2(t)$  от lg t. Следовательно, для обработки результатов испытания этим методом требуется

снять хотя бы одну КВД. Если такая кривая по какой-либо причине не снята и коэффициент β неизвестен, то поступают следующим образом. Первую точку принимают за начало отсчета и вводят обозначения

$$y_{1} = [p_{un}^{2} - p_{si}^{2}(t_{p})]/Q_{1}(t_{p}); \quad y_{m} = [p_{un}^{2} - p_{sm}^{2}(t_{p})]/Q_{m}(t_{p});$$

$$x_{m} = c_{m}(t_{p})/Q_{m}(t_{p}). \quad (2.249)$$

Затем полученные результаты испытания обрабатывают по формуле

$$y_m - y_1 = x_m [Q_m(t_p) - Q_1(t_p)].$$
(2.250)

Построив зависимость  $(y_m - y_1)/x_m$  от  $Q_m(t_p) - Q_1(t_p)$ , определяют коэффициент  $\beta$  как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла полученной прямой.

Если в скважине перед началом испытания экспресс-методом давление полностью не восстановилось, то

$$x_m = [c_m(t_p) - c_0] / Q_m(t_p).$$
(2.251)

Истинное значение коэффициента  $a(t_p)$  при испытании скважины экспресс-методом определяют так же, как и при изохронном методе, используя формулы (2.240)–(2.243).

Технология испытания скважин экспресс-методом следующая (рис. 2.39). Перед началом испытания измеряют пластовое давление или определяют его по известному статическому давлению. Если нет возможности дожидаться до полного восстановления давления, то необходимо фиксировать продолжительность продувки или работы скважины  $t_{np}$  и продолжительность остановки  $t_{ocr}$ . Далее скважину пускают в работу с дебитом  $Q_1$  на время  $t_{p1} = 1200 \div 1800$  с. К концу времени  $t_{p1}$  измеряют затрубное и буферное давления, при возможности забойное давление следует определить глубинным манометром, давление и температуру – на ДИКТ или дифманометре, перепад давления – на дифманометре. Дебит на первом режиме оценивают предварительно по формуле (2.244). Затем скважину закрывают на время  $t_{s1}$ . Время работы скважины на режимах и время остановки между режимами следует принимать одинаковым, т.е.  $t_p = t_s$ . Тогда результаты испытания получаются более корректными, формула для обработки



Рис. 2.39. График изменения давления во времени, полученный при использовании экспресс-метода (1-6 – режимы испытания)

становится менее сложной. Следовательно, одним из условий испытания экспресс-методом является

$$t_{p1} = t_{p2} = t_{p3} = \dots = t_{pn} = t_{B1} = t_{B2} = t_{B3} = t_{Bn} = \text{const.}$$

Далее скважину пускают в работу на втором режиме на время  $t_{p2}$ . К концу времени  $t_{p2}$  фиксируют затрубное и буферное давления, давление и температуру на ДИКТ или давление, перепад давлений и температуру на дифманометре. Затем скважину закрывают на время  $t_{в2}$ . Аналогичные действия проводят и на последующих режимах работы скважины. Полученные результаты обрабатывают по формуле (2.245) или (2.248).

Чтобы определить коэффициент  $\beta$ , необходимый для обработки результатов испытанным экспресс-методом, следует снять одну КВД перед началом испытания, либо после последнего режим. Это же значение коэффициента  $\beta$  следует использовать при определении коэффициента  $a_{\rm ист}$  по формуле (2.240). Для приближенных расчетов, в случае отсутствия возможности снятия КВД, по которой определяют коэффициент  $\beta$ , можно использовать его значение, найденное при более ранних исследованиях скважин.

Преимущество экспресс-метода заключается в том, что он практически до минимума доводит продолжительность испытания скважин. Например, если продолжительность процессов полной стабилизации давления и дебита и полного восстановления давления после каждого режима равна 10 ч, то при шести режимах на испытание скважины экспресс-методом требуется всего 6 ч, из которых 3 ч занимают остановки между режимами и 3 ч – продувка на шести режимах. В принципе экспресс-метод можно использовать на всех месторождениях, если даже процесс стабилизации давления и дебита на режимах и восстановления давления между режимами и дебита на режимах и восстановления давления между режимами и дебита на режимах и восстановления давления между режимами продолжается 1 ч и более.

Однако при некачественном определении значения  $\beta$  слагаемое  $\beta c_i(t_p)$  в формуле (2.245) может оказаться больше слагаемого  $p_{n,1}^2 - p_{3i}^2(t_p)$ . Тогда результаты испытания экспресс-методом не поддаются обработке. Например, результаты испытания скважин севера Тюменской области экспресс-методом не обрабатываются, так как разность квадратов давления при депрессиях, характерных для этих скважин, значительно меньше значений  $\beta c_i(t_p)$ .

Пример. Рассмотрим порядок обработки результатов испытания экспресс-методом. Скважина исследована на пяти режимах. Продолжительность работы на каждом режиме и остановки между режимами одинакова:  $t_{pi} = t_{Bi} =$ = 1800 с. Пластовое давление  $p_{n\pi} = 14,67$  МПа. Параметры стабилизированного режима:  $p_3(t_{cr}) = 9,59$  МПа;  $Q(t_{cr}) = 35$  тыс.  $m^3/сут$ . Определенный по кривой восстановления давления коэффициент  $\beta = 1$ . Результаты обработки приведены в табл. 2.29. По рис. 2.40 определяем  $a(t_p) = a(1800)$  и b = 0,0010.

	Данные обработки результатов исследования экспресс-методом										
Номер режи- ма	<i>р<sub>:зат</sub>,</i> МПа	<i>р<sub>3</sub>(t<sub>p</sub>)</i> , МПа	$p_3^2(t_p),$ M $\Pi a^2$	$p_{\rm ILA}^2 - p_3^2(t_{\rm p}),$ M $\Pi a^2$	Ci	β <i>c</i> <sub>i</sub>	$\Delta p^2 - \beta c_i$	Q(t <sub>p</sub> ), тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\frac{p^2 - \beta c_i}{Q(t_{\rm p})}$		
1 2 3 4 5	12,19 11,72 10,79 9,75 8,87	14,34 13,88 12,65 11,45 10,42	205,56 192,56 160,04 131,20 108,67	9,65 22,65 55,17 84,01 106,67	0 1,93 2,91 10,30 15,60	0 1,93 2,91 10,30 15,60	9,65 20,72 52,26 73,71 90,94	11,0 21,5 43,0 54,0 63,5	0,877 0,964 1,215 1,365 1,432		

Таблица 2.29

ые обработки результатов исследования экспресс-мет



Истинное значение коэффициента по известному коэффициенту b и  $p_3(t_{cr})$ ,  $Q(t_{cr})$ 

$$a_{\mu c\tau} = (14.67^2 - 9.59 - 0.001.35^2)/35 = 3.48.$$

# 2.8. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В настоящее время основным способом определения параметров пласта являются газогидродинамические методы исследования. Необходимость установления этих параметров существует на всех этапах работы месторождения. Задачи и объемы этих исследований на различных этапах разработки месторождения разные. В периоды разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождения проведение газогидродинамических исследований считается обязательным условием. В процессе разработки залежи с целью контроля за разработкой также проводятся газогидродинамические исследования скважин. В этот период объем исследовательских работ, проводимых в целях анализа разработки и контроля за разработкой, зависит от изменения параметров пласта во времени.

Как правило, коэффициенты фильтрационного сопротивления определяют по результатам испытания скважин методом установившихся отборов или с применением модификации этого метода при длительной стабилизации забойного давления и дебита. Продолжительность испытания газовых скважин методом установившихся отборов на шести – восьми режимах в зависимости от коллекторских свойств пласта колеблется от нескольких часов до нескольких недель. Проведение исследований за столь короткий срок (по сравнению с продолжительностью всего процесса разработки залежи) методически оправдано, так как за это время некоторые параметры пласта и свойства насыщающих его жидкостей и газов практически не изменяются. На основании этого можно утверждать, что коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам испытания, характеризуют состояние коллектора и флюида в момент исследования скважины.

В процессе разработки месторождения изменяются состояние призабойной зоны, физико-химические свойства газа или газоконденсатной смеси, положение контакта газ – вода, содержание конденсата в пласте и др. В результате этого изменяются и коэффициенты фильтрационного сопротивления. Запишем уравнение притока газа к скважине:

$$p_{n\pi}^2 - p_s^2 = aQ + bQ^2; \qquad (2.252)$$

$$a = \frac{\mu z p_{ar} T_{n\pi}}{\pi k h T_{c\tau}} \left( \ln \frac{r_{\kappa}}{r_c} + c_1 + c_3 \right); \quad b = \frac{\rho_{c\tau} z p_{a\tau} T_{n\pi}}{2\pi^2 l h^2 T_{c\tau}} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{\kappa}} + c_2 + c_4 \right), \tag{2.253}$$

где k — коэффициент проницаемости пласта, зависящий от загрязнения или очищения призабойной зоны в процессе эксплуатации от горного и гидродинамического давления, от выпадения, накопления и выноса конденсата и т.д.; h — толщина газоносного пласта, изменяющаяся в процессе разработки газовых месторождений с подошвенной водой;  $r_{\rm K}$ ,  $r_{\rm c}$  — радиусы контура питания и скважины, зависящие от подвижности краевых вод, производительности соседних скважин, деформации призабойной зоны и др.

Таким образом, изменение по разным причинам одной или нескольких из перечисленных величин может изменить коэффициенты a и b, определяемые по данным испытания. Наиболее часто коэффициенты фильтрационного сопротивления изменяются в результате изменения физических свойств газа  $\mu$  и z, а также проницаемости пласта. Влияние изменения физических свойств газа ( $\mu$  и z) и свойств пористой среды (k и l) в зависимости от давления рассмотрено ранее.

Если использовать данные эксплуатации скважин за сравнительно небольшой отрезок времени разработки месторождения (на ПХГ такое допущение неприемлемо), то незначительное изменение пластового давления практически не повлияет на коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости. Известно также, что несущественное изменение состава газа практически не влияет на *z*, если при исследовании скважин депрессии на пласт незначительные.

Коэффициент проницаемости пласта k зависит от пластового давления. Характер изменения k от давления обусловливается минералогическим составом нефтегазоносных коллекторов, степенью их сцементированности, пористостью и др. При увеличении плотности пород и уменьшении пористости уменьшается степень изменения проницаемости в зависимости давления. Проведенные эксперименты показывают, что основные изменения проницаемости происходят в пределах изменения давления от 0 до 50 МПа. При решении задач подземной газогидродинамики большинство исследователей считают характер изменения проницаемости от давления экспоненциальным. Если принять, что зависимость коэффициента макрошероховатости от давления имеет аналогичный характер, то приток газа к скважине при нелинейном законе сопротивления можно представить в виде

$$\frac{1}{\alpha^2} \Big[ \alpha p_{_{\rm H}} - e^{\alpha (p_{_{\rm S}} - p_{_{\rm H}})} (\alpha p_{_{\rm S}} - 1) - 1 \Big] = a_0 Q + b_0 Q^2, \qquad (2.254)$$

где  $\alpha = \alpha_{\kappa} - \alpha_{\mu}$  ( $\alpha_{\kappa}$ ,  $\alpha_{\mu}$  – коэффициенты изменения проницаемости и вязкости при изменении давления на 0,1 МПа);  $p_{\mu}$  – начальное давление;  $a_0$ ,  $b_0$  – коэф-

фициенты фильтрационных сопротивлений, полученные при начальных условиях.

При выводе формулы (2.254) принято, что  $\alpha = \alpha_l$ , где  $\alpha_l = 1,45\alpha_{\kappa}$  – коэффициент изменения параметра макрошероховатости; отметим, что выбор экспоненциальной зависимости k(p),  $\mu(p)$  и l(p) в определенной степени связан с упрощением при этом решения исходного дифференциального уравнения. При иных функциональных зависимостях, более правильно отражающих характер изменения этих параметров в зависимости от давления, решение дифференциального уравнения значительно усложняется.

Следует подчеркнуть, что пористость пласта также изменяется при изменении пластового давления. При повышении давления от 0 до 30 МПа пористость песчаника в среднем уменьшается на 10 %, поэтому изменением пористости, а также толщины пласта в процессе сравнительно непродолжительной эксплуатации скважины можно пренебречь. Если толщина пласта вследствие внедрения воды изменяется интенсивно, то эти изменения должны быть учтены в соответствии с промысловыми наблюдениями.

Одно из основных условий возможности использования данных эксплуатации – полная стабилизация давления и дебита. Это означает, что радиус дренируемой скважиной зоны в разное время и на разных режимах должен быть одинаковым. Метод определения коэффициентов фильтрационнго сопротивления по данным эксплуатации скважин допускает возможность изменения во времени пластового и забойного давления, а также и дебита газа.

Для использования данных эксплуатации в качестве исходной информации, необходимой при расчетах коэффициентов *a* и *b*, формулу (2.252) перепишем в виде

$$p_{iji}^{2}(t_{i}) - p_{i}^{2}(t_{i}) = aQ(t_{i}) + bQ^{2}(t_{i}), \qquad (2.256)$$

где  $p_{n,n}(t_i)$ ,  $p_{s}(t_i)$ ,  $Q(t_i)$  – пластовое, забойное давления и дебит скважины в момент времени  $t_i$ .

При исследовании скважин методом установившихся отборов и обработке полученных результатов значение  $p_{\pi\pi}$  принимают постоянным для всех режимов. Считают, что за время испытания скважины пластовое давление не изменяется. В процессе испытания изменяют только забойное давление, а следовательно, и дебит газа путем замены диафрагмы или изменения площади проходного сечения с помощью регулируемого штуцера. При этом получают зависимость между установившимися значениями забойного давления и дебита газа, обрабатывая которую определяют коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Для использования данных эксплуатации, которые накапливаются за сравнительно длительное время, необходимо доказать возможность использования переменного значения пластового давления. Из формулы (2.255) следует, что при постоянных a и b каждому значению времени при определенном  $p_{3}(t)$  соответствует свое значение  $p_{п,r}(t)$ . Следовательно, существуют две возможности использования данных эксплуатации:

1) на скважине устанавливают определенный режим, и она длительное время работает на этом режиме. За это время изменяются  $p_{n,n}$ ,  $p_3$  и Q. Фиксируя  $p_{n,n}(t_i)$ ,  $p_3(t_i)$  и  $Q(t_i)$  в разное время и используя несколько значений этих величин, по формуле (2.255) определяют коэффициенты a и b;

2) за продолжительное время работы скважины происходит изменение  $p_{\pi\pi}(t)$ ; при этом на скважине изменяется режим эксплуатации, т.е. происходят

естественное снижение пластового давления и принудительное изменение режима эксплуатации. Эти данные используют для определения коэффициентов *а* и *b*.

Правомерность приведенных выше условий для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления проверена экспериментально на линейной неоднородной, параболической и круговой моделях пласта. В соответствии с общей схемой экспериментальной установки (рис. 2.41), модель пласта 9 можно заменять в зависимости от необходимости подключения тех или иных моделей. Установка состоит из баллона с газом 1, редуктора 5, вентилей 2-4, 6, 10, модели пласта 9, образцовых манометров 7 и 8, расходомера 11. Такая схема позволяет проводить опыты при постоянном давлении на входе ( $p_{\rm вх} = p_{\rm пл} = {\rm const}$ ), которое поддерживается с помощью редуктора, и при переменном – без использования редуктора 5.

При  $p_{\rm BX} = p_{\rm IIII}$  = const принцип работы установки следующий: газ из баллона через вентили 2, 3 поступает в редуктор 5. Давление после редуктора зависит от рабочего давления используемой модели. Вентиль 4 при этом закрыт. После редуктора через вентиль 6 газ подается в модель пласта. При закрытом вентиле 10 давление в модели соответствует пластовому. Для построения зависимости между забойным давлением (давлением на выходе из модели) и расходом газа, путем частичного открытия вентиля 10 устанавливают разные режимы работы системы. Как правило, для построения индикаторной линии устанавливают шесть – восемь режимов. При проведении опытов соблюдали натурные условия по скорости фильтрации в призабойной зоне пласта. Построением зависимости забойного давления от расхода газа при постоянном входном давлении имитируется процесс исследования скважины методом установившихся отборов. Коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b* определяют в результате обработки этих данных.

При переменном входном давлении принцип работы установки следующий. Разные режимы работы установки получали при включении редуктора 5 на схеме и снятии зависимости между  $p_{\rm sx} = p_3$  и расходом газа путем снижения (или повышения) давления  $p_{\rm sx}$  на входе в модель с помощью вентиля 6. При



Рис. 2.41. Схема экспериментальной установки для изучения возможности использования данных эксплуатации в целях определения коэффициентов фильтрационного сопротивления

этом вентиль 3 закрыт, а вентиль 4 открыт. Регулированием проходного сечения вентиля 6 в модели пласта создавались определенное давление и соответствующий расход газа. Каждому значению входного давления соответствовало забойное давление, отличающееся от входного на величину потерь давления в модели пласта. Таким образом, каждая точка на индикаторной линии соответствовала определенному пластовому давлению.

Анализ результатов опытов (табл. 2.30, 2.31) показал приемлемость данных эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления *a* и *b*. Как видно на рис. 2.42, значения *a* и *b*, полученные разными способами, абсолютно идентичны.

Пример. Рассмотрим порядок расчета коэффициентов a и b по данным эксплуатации скважин 1, 5 и 26 Мастахского месторождения Республики Саха (Якутия). Для применения метода использования данных эксплуатации скважин необходимо учесть влияние изменения давления на реальные свойства газа, т.е. на  $\mu$  и z. Диапазон изменения давления в скважинах этого месторождения колеблется в пределах 4–18 МПа, диапазон изменения температуры составляет 26–42 °C.

Для указанных диапазонов изменения давления и температуры определены зависимости коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа от этих параметров.

Для сравнения коэффициентов фильтрационного сопротивления, определенных по данным эксплуатации и исследования, обработаны индикаторные кривые, построенные по результатам испытания этих скважин. В частности, скв. 1 исследовалась 20.05.75 г. и 18.06.76 г.; скв. 5 – 16.04.75 г. и 07.05.76 г., скв. 26 – с 11.07.73 г. по 31.07.73 г.

Номер режима	Давление на	выходе, МПа	$n^2$	$p^2 - p^2$	0.40-5 3.4	$\Lambda n^2$
	избыточное	абсолютное	<sup>р</sup> вых , МПа <sup>2</sup>	Рвх Рвых, МПа <sup>2</sup>	Q·10 °, м°/с	$\frac{-p}{Q}$ 10 <sup>-6</sup>
1 2 3 4 5 6 7	0,340 0,300 0,240 0,180 0,110 0,030 0,001	0,440 0,400 0,340 0,280 0,210 0,130 0,101	0,1936 0,1600 0,1156 0,0784 0,0441 0,0169 0,0101	0,0564 0,0900 0,1344 0,1716 0,2059 0,2331 0,2399	140 185 240 275 305 325 330	0,0400 0,0486 0,0560 0,0624 0,0675 0,0717 0,0727

Таблица 2.30

Исходные данные и результаты обработки опытов на круговой модели при  $p_{BX} = 0,5~M\Pi a$ 

#### Таблица 2.31

Исходные данные и результаты обработки опытов на круговой модели при переменном входном давлении (МПа)

Номер режи- ма	Давление на входе		2	Дав.ле вых	ние на коде	2	$p_{nu}^2 - p_{nu}^2$	$O \cdot 10^{-6}$	$\Delta p^2$ 10 <sup>-8</sup>
	избы- точ- ное	абсо- лютное	$p_{Bx}^2$	избыточ- ное	абсолют- ное	$p_{\rm BMX}^2$	MΠa <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /с	Q
1 2 3 4 5 6 7	0,60 0,58 0,55 0,50 0,40 0,35 0,30	0,70 0,68 0,65 0,60 0,50 0,45 0,40	0,4900 0,4624 0,4225 0,3600 0,2500 0,2025 0,1600	0,3915 0,3790 0,3654 0,3220 0,3400 0,2350 0,0590	0,4915 0,4790 0,4654 0,4220 0,4400 0,3350 0,1590	0.2416 0,2293 0,2166 0,1884 0,1936 0,1125 0,0256	0,2484 0,2331 0,2060 0,1716 0,1344 0,0900 0,0564	340 325 305 275 240 185 140	0,0730 0,0717 0,0675 0,0624 0,0560 0,0486 0,0400





Данные эксплуатации этих скважин за 1974–1980 гг., которые обрабатывали по формуле (2.255), приведены в табл. 2.32. Для каждой скважины на произвольную дату взяты данные по среднему перепаду давлений и дебиту, имеющиеся на месторождении. По промысловым данным построены зависимости давления  $p_{n,n}$  от времени t для каждой скважины. Зная среднее значение депрессий на пласт, рассчитывали  $p_3$ , а затем разность  $p_{n,n}^2(t) - p_3^2(t)$  и отношение  $\Delta p^2(t)/Q(t)$ . Результаты расчетов по скважинам 1, 5 и 26 также приведены в табл. 2.32 и показаны на рис. 2.43.

Месяц и год	Исходный параметр										
измерения параметров	р <sub>ил</sub> , МПа	<i>р</i> <sub>з</sub> , МПа	$\Delta p$ , МПа	<i>Q</i> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\Delta p^2$ , MП $a^2$	$\Delta p^2/Q$					
	Скважина 1										
XI 1974 VI 1975 X 1975 XII 1975 VI 1976 IX 1976 II 1977 V 1977 VII 1977 XII 1980	16,57 16,20 15,98 15,88 15,56 15,41 15,24 15,16 15,11 14,90	14,57 15,20 13,88 12,88 13,66 12,71 12,54 12,46 13,31 13,16	2,0 1,0 2,1 3,0 1,90 2,70 2,70 2,70 1,80 1,74	380 224 376 478 333 425 407 308 300 310	62,28 31,40 62,71 86,28 55,51 75,93 75,01 74,58 51,15 48,82	0,164 0,140 0,167 0,181 0,167 0,179 0,184 0,196 0,171 0,157					
			Скважина 5			,					
IV 1974 VIII 1974 XII 1974 II 1975 V 1975 IX 1975 I 1976 IV 1976 VIII 1976 V 1980	16,90 16,74 16,58 16,49 16,38 16,22 16,08 15,99 15,84 15,37	15,90 15,44 15,48 15,59 14,98 15,12 14,58 14,29 14,74 12,93	1,0 1,30 1,10 0,90 1,40 1,10 1,50 1,70 1,10 2,44	180 210 190 165 224 189 237 250 181 330	32,80 41,84 35,27 28,87 43,90 34,48 45,99 51,48 33,64 69,06	0,182 0,199 0,186 0,175 0,196 0,182 0,194 0,206 0,186 0,209					

Таблица 2.32 Данные эксплуатации скважин Мастахского месторождения

Продолжение табл. 2.32

Месяц и год	Исходный параметр										
измерения параметров	<i>р</i> <sub>п.1</sub> , МПа	<i>p</i> <sub>3</sub> , МПа	∆ <i>р</i> , МПа	<i>Q</i> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	$\Delta p^2$ , M $\Pi a^2$	$\Delta p^2/Q$					
	Скважина 26										
III 1973 VII 1973 XII 1973 IV 1974 VII 1974 XII 1974 II 1975 VI 1975 X 1975 II 1976 V 1976 X 1977	$17,21 \\ 17,11 \\ 16,97 \\ 16,88 \\ 16,81 \\ 16,72 \\ 16,70 \\ 16,64 \\ 16,60 \\ 16,56 \\ 16,56 \\ 16,54 \\ 16,40 \\ 16,40 \\ 16,40 \\ 16,40 \\ 16,40 \\ 10,1$	$16,11 \\ 14,61 \\ 13,47 \\ 14,38 \\ 15,81 \\ 14,42 \\ 14,90 \\ 13,84 \\ 14,70 \\ 14,66 \\ 15,24 \\ 13,70 \\ 13,70 \\ 13,70 \\ 14,61 \\ 15,24 \\ 13,70 \\ 14,70 \\ 15,70 \\ 14,7$	$\begin{array}{c} 1,10\\ 2,50\\ 3,50\\ 2,50\\ 1,00\\ 2,30\\ 1,80\\ 2,80\\ 1,90\\ 1,90\\ 1,30\\ 2,70\\ \end{array}$	320 525 634 520 280 490 439 548 440 390 350 450	36,65 79,30 106,54 78,15 32,62 71,62 56,88 82,35 59,47 59,47 59,31 41,31 31,27	0,115 0,151 0,168 0,150 0,117 0,146 0,130 0,156 0,135 0,152 0,118 0,181					

Как видно на рис. 2.43, *a*, для скв. 1 из всех точек только одна, снятая в мае 1977 г. (на рисунке зачернена), сильно выделяется из общей закономерности расположения остальных точек. Для скважин 5 и 26 точки с большими отклонениями практически отсутствуют (см. рис. 2.43, *б*, *в*). Сравнение коэффициентов *a* и *b*, определенных по результатам исследования и данным эксплуатации показывает хорошую сходимость значений *a* и *b*, полученных разными



Рис. 2.43. Зависимости △p<sup>2</sup>/Q от Q, построенные по данным эксплуатации скважин Мастахского месторождения: a - скв. 1; б - скв. 5; в - скв. 26
#### Таблица 2.33

Сравнение р	езультатов оп	ределения	коэффициенто	ваи в по	данным	испытания
	и эксплуатан	ции скважи	н Мастахского	месторож	дения	

Номер скважи-		По данным	и испытания	По данным эксплуатации		
ны	дата испытания	a	<i>b</i> ⋅10 <sup>-5</sup>	a	<i>b</i> ·10 <sup>-5</sup>	
1 5 26	20.05.75 07.05.76 11.07.75-31.07.75	0,12 0,12 0,10	14,00 35,00 5,10	0,12 0,12 0,10	14,00 33,33 8,30	

методами. Анализ результатов определения этих коэффициентов по данным эксплуатации скважин позволил установить следующее (табл. 2.33):

для использования описываемого метода необходима устойчивость коллекторов;

качество определяемых коэффициентов существенно зависит от достоверности данных эксплуатации;

пластовое давление следует определять непосредственным измерением, по карте изобар или по уравнению материального баланса;

при обработке данных необходимо учитывать изменение физических свойств газа µ и *z* в зависимости от давления;

при значительных изменениях параметров пласта в процессе разработки использование данных эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления не допускается.

# 2.9. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ В ЛЮБОМ НАПРАВЛЕНИИ

Условия осадконакопления в различные геологические эпохи, а также последующие процессы уплотнения пород и их цементация, переотложение солей и многие другие явления, происходившие в процессе генезиса нефтяных и газовых коллекторов, способствовали образованию пластов с неоднородными физическими свойствами пород. Неоднородность обусловливается структурой пустотного пространства и в первую очередь разномерностью поперечного сечения проточных пор.

При изучении генезиса нефтяных и газовых коллекторов отмечено, что значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали. В связи с этим оценка неоднородности в виде соответствующего коэффициента, в частности коэффициента проницаемости, имеет большое практическое значение.

Абсолютно непроницаемых тел в природе не существует. Однако в нефтяных и газовых пластах при небольших перепадах давления вследствие незначительных размеров пор породы оказываются мало или совсем непроницаемы для жидкостей и газов.

Проницаемость пористой среды зависит не только от размера пор, но и от характера движения в них жидкостей и газов. В связи с этим при изучении фильтрационных свойств нефтегазосодержащих пород, проницаемость определяется не только как параметр, характеризующий свойства пород, но и как параметр, характеризующий физико-химические свойства жидкостей и газов, а также условия их движения. Поэтому для характеристики фильтрационных свойств породы введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для экспериментального определения проницаемости пласта необходим керн, отбираемый в процессе бурения скважин. Керн имеет слишком малую площадь поперечного сечения по сравнению с общей площадью изучаемого коллектора, приходящейся на одну скважину. По экспериментальным данным получают информацию о проницаемости призабойной зоны матрицы пласта и отдельных его прослоев. Эти данные в сочетании с результатами гидродинамических и геофизических исследований скважин позволяют раздельно оценить проницаемость матрицы коллектора и проницаемость, обусловленную трещиноватостью.

Неоднородность пород по проницаемости в разных направлениях – один из основных факторов, от которых зависит эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений, поэтому определение проницаемости в различных направлениях имеет существенное значение для теории и практики разработки газовых месторождений.

Коэффициент проницаемости, установленный по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин, можно рассматривать лишь в качестве источника информации о горизонтальной проницаемости.

Были предприняты попытки аналитического определения вертикальной и горизонтальной проницаемости. В первом случае возможно использование обратных задач подземной гидродинамики, полученных для анизотропных пластов [85] и др. С применением схематизации, принятой З.С. Алиевым и другими исследователями, в той же работе была сделана попытка оценить вертикальную проницаемость. Однако такой способ определения анизотропии пласта носит весьма приближенный характер, поэтому аналитический способ оценки параметра анизотропии пласта не получил широкого распространения. Только экспериментальные исследования могут дать более точное решение поставленной задачи.

Для экспериментальных исследований используют разнообразные приборы, несмотря на то, что принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы. В настоящее время с помощью экспериментальных исследований образцов керна, так же, как и гидродинамическими и геофизическими методами, определяют только горизонтальную или только вертикальную проницаемость пласта. Для экспериментального определения коэффициента проницаемости в вертикальном или горизонтальном направлении требуется изготовление образца керна, причем в лабораторных условиях этот процесс достаточно трудоемкий и, как правило, не всегда заканчивается удачно. Образец керна из слабосцементированных, трещиноватых и кавернозных коллекторов при изготовлении часто разрушается. На его изготовление расходуются средства, затрачивается время. С учетом изложенного создание экспериментальной установки и разработка методов определения проницаемости пласта во всех направлениях с минимальными затратами времени, сил и средств представляют большой практический интерес. Следует отметить, что экспериментальные установки и методы, позволяющие одновременно установить проницаемость в разных направлениях, отсутствуют.

Ниже предложен экспериментальный метод определения неоднородности пористой среды по проницаемости при фильтрации в ней только одной жидкой или газовой фазы. Для определения абсолютной проницаемости обычно используют воздух или азот.

Приведены также описание экспериментальной установки и способы, позволяющие определять проницаемость как вертикальную, так и горизонтальную, т.е. проницаемость по окружности.

Описание установки. Для определения проницаемости пород из керна вырезают образец таким образом, чтобы основание цилиндрического образца, отобранного из скважины в процессе бурения, было строго перпендикулярно к образующей цилиндра. Основной элемент экспериментальной установки – это кернодержатель (рис. 2.44). Его отличительной чертой является возможность вращать образец под любым углом, поэтому установка позволяет определить коэффициент проницаемости под любым углом. В принципе это означает, что если раньше изучали только вертикальную или горизонтальную проницаемость пласта путем изготовления образца вдоль напластования или перпендикулярно к нему, то теперь можно учесть бесконечное число промежуточных направлений. При этом вместо изготовления образца в разных направлениях необходимо только вращение образца в кернодержателе.

Возможность вращения образца и определение проницаемости в разных направлениях имеет огромное значение при исследовании трещиноватых кол-



Рис. 2.44. Схема кернодержателя

лекторов. Как известно, трещины развиваются по определенным закономерностям, и, если эти трещины не горизонтальны и не вертикальны, лабораторное изучение таких образцов дает отрицательные результаты. Как правило, из десятка образцов трещиноватых коллекторов только несколько оказываются проницаемыми. Предлагаемая установка, в отличие от других, позволяет определять проницаемость трещиноватых коллекторов независимо от направления изготовления образца.

Существенное значение имеет заделка образца в прибор, которая должна обеспечить его неподвижность в процессе определения проницаемости и исключить возможность утечки газа мимо образца. В этом приборе для крепления образца породы используется резиновая манжета, которая имеет на внутренних стенках две ложбинки для входа и выхода газа. Ложбинки расположены в манжете под углом 180°, что способствует прохождению газа через образец по параллелограмму. Геометрия сечения, по которому фильтруется газ, показана на рис. 2.45. Манжету вставляют в корпус прибора. Чтобы газ не проходил через торец образца, т.е. по его длине, сечения образца заделаны специальным непроницаемым материалом. Газ входит только в ложбинку манжеты. Уникальным в приборе является фиксатор положения образца, который непосредственно соединен с образцом. При вращении ручки фиксатора, а соответственно и образца, при различных режимах определяют необходимые параметры для вычисления проницаемости.

**Проведение опыта.** В соответствии с принципиальной схемой, основным узлом установки для определения проницаемости в разных направлениях (рис. 2.46) является кернодержатель с исследуемым образцом породы. Давление для обжима образца 5, вставленного в резиновую манжету 6, создается азотом, который подается из баллона 1. Давление, которое может быть доведено до 15 МПа, фиксируется образцовым манометром 4. Через исследуемый образец пропускают сжатый газ. Перепад давления на входе в образец и выходе из него определяют образцовыми манометрами 3 и 7 соответственно. Эксперимент проводят при различных режимах фильтрации газа. После достижения полной ста-



Рис. 2.45. Геометрия сечения фильтрации газа



Рис. 2.46. Схема установки для определения анизотропии пласта

билизации на каждом режиме фиксируются значения давлений на входе  $p_{\rm BX}$  и выходе  $p_{\rm BMX}$ , а также расход газа Q (с помощью расходомера 8). Результаты опытов с образцом песчаной породы в разных направлениях приведены в табл. 2.34. Цикл измерений проведен для восьми уравнений, т.е. для положений образца под углами 0, 45, 90, 135, 180, 225, 270 и 315°, которые фиксировались фиксатором.

**Обработка результатов.** Результаты, полученные для различных положений образца высокопроницаемой, практически изотропной породы на разных режимах, обрабатывали по двучленной формуле

$$p_{\rm BX}^2 - p_{\rm BMX}^2 = aQ + bQ^2, \qquad (2.256)$$

где  $p_{\text{вх,}}$   $p_{\text{вых}}$  – давление на входе в образец и на выходе из него, Па; Q – расход газа,  $M^3/c$ .

Коэффициент фильтрационного сопротивления

$$a = 2L\mu z p_{\rm ar} T_{\rm ou} / (FkT_{\rm cr}), \qquad (2.257)$$

где µ – динамическая вязкость, мПа·с; L – длина образца, м (в данном случае фильтрация воздуха происходит по параллелограмму); z – коэффициент сверхсжимаемости (в условиях эксперимента принимали z = 1, так как давление газа не превышало 0,243 МПа);  $T_{\text{оп}}$ ,  $T_{\text{ст}}$  – температура газа в образце и стандартная температура, (в условиях опыта  $T_{\text{оп}} = T_{\text{ст}}$ ); F – площадь поперечного сечения образца, м<sup>2</sup>; k – коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>.

В формуле (2.256)

$$b = \rho_{\rm at} p_{\rm at} L z T_{\rm ou} / (F^2 \ l T_{\rm ct}), \qquad (2.258)$$

где *l* – коэффициент макрошероховатости.

По результатам, обработанным по формуле (2.256), при определенном угле фильтрации газа для каждого режима построены индикаторные кривые. Для вычисления проницаемости образца в разных направлениях полученные индикаторные кривые обрабатывали в координатах  $\Delta p^2/Q - Q$  и определяли для каждого изучаемого направления образца коэффициенты a и b. Далее

### Таблица 2.34 Результаты измерений давлений и расхода газа при разных положениях образца

Номер режима	<b>р<sub>вх</sub>∙10<sup>5</sup>, Па</b>		Положение	0/45° 90°/135°		Положение 180°/225° 270°/315°				
		<i>р</i> <sub>вых</sub> 10 <sup>5</sup> , Па	Q·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	$\Delta p^2 \cdot 10^{10}, \ \Pi a^2$	$\Delta p^2/Q$	р <sub>вых</sub> ∙10 <sup>5</sup> , Па	<i>Q</i> ·10 <sup>-3</sup> , м <sup>3</sup> /с	$\Delta p^2 \cdot 10^{10}, \ \Pi a^2$	$\Delta p^2/Q$	
1	2,433	1,0665/1,0650	0,3457/0,3481 0.3581/0.3510	$\frac{4,7821/4,7853}{4,7811/4,7870}$	$\frac{13,83/13,75}{13,35/13,86}$	$\frac{1,0662/1,0668}{1,0672/1,0637}$	$\frac{0,3465}{0,3452}$	$\frac{4,7827/4,7815}{4,7806/4,7881}$	$\frac{13,80/13,85}{13,52/14,45}$	
2	2,233	$\frac{1,0580/1,0576}{1,0576}$	$\frac{0,3021/0,2987}{0.2127/0,2022}$	$\frac{3,8669/3,8676}{2,8669/3,8676}$	12,96/12,96	$\frac{1,0582/1,0584}{1,0588}$	$\frac{0,2974/0,3020}{0,2974/0,3020}$	$\frac{3,8665/3,8655}{2,8652/2,8714}$	$\frac{13,05/12,80}{12,70,422,46}$	
3	2.033	1,0512/1,0500	$\frac{0,3137}{0,3023}$	3,0281/3,0301	12,32/12,80 12,03/12,07	1,0509/1,0518	0,3043/0,2942	3,0286/3,0267	11,66/11,85	
Á	1 833	1,0514/1,0504 1,0450/1,0445	0,2583/0,2546 0,2025/0,2031	3,0276/3,0300 2,2679/2,2689	12,72/11,90 11,20/11,17	1,0514 / 1,0495 1,0449 / 1,0454	0,2610/0,2358 0,2073/0,2127	3,0275/3,0310 2,2680/2,2668	11,60/12,13 10,94/10,65	
E	1,000	1,0455/1,0447 1,0424/1,0418	0,2159/0,2062 0,1801/0,1786	2,2669/2,2685 1,9164/1,9176	10,49 /11,00 10,64 /10,74	1,0453 / 1,0443 1,0423 / 1,0425	0,2119 /0,2001 0,1872 /0,1878	2,2671/2,2692 1,9169/1,9165	10,70/11,34 10,44/10,20	
J	1,733	1,0425/1,0421	0,1869/0,1825	1,9163/1,9170	10,25/10,50 10,13/10,08	1,0429 / 1,0418	0,1871/0,1778 0,1583/0,1633	1,9157 / 1,9178	10,24/10,78	
6	1,633	1,0404/1,0397	0,1619/0,1563	1,5848/1,5860	9,79/10,15	1,0404 / 1,0398	0,1598/0,1569	1,5847 / 1,5855	9,91/10,10	
7	1,533	1,0381/1,0379 1,0380/1,0375	$\frac{0,1333/0,1315}{0,1357/0,1332}$	$\frac{1,2723/1,2729}{1,2726/1,2740}$	$\frac{9,54/9,68}{9,37/9,57}$	$\frac{1,038/1,0383}{1,0384/1,0380}$	$\frac{0,1359/0,1386}{0,1370/0,1308}$	$\frac{1,2724/1,2721}{1,2718/1,2727}$	$\frac{9,36}{9,18}$ $\overline{9,28}/9,73$	
8	1,433	1,0366/1,0358 1,0365/1,0360	$\frac{0,1055/0,1089}{0,1116/0,1088}$	0,9785/0,9806 0,9887/0,9790	9,28/9,06 8,77/9,00	1,0364/1,0366 1,0365/1,0363	0,1081/0,1118 0,1138/0,1076	0,9789/0,9785 0,9790/0,9791	$\frac{9,06/8,75}{8,60/9,10}$	
9	1,333	1,0350/1,0352 1.0350/1,0350	$\frac{0,0807/0,0838}{0.0851/0.0820}$	$\frac{0,7049/0,7053}{0.7057/0,7059}$	$\frac{8,74/8,42}{8,29/8,60}$	$\frac{1,0351/1,0351}{1.0352/1.0350}$	$\frac{0,0850/0,0871}{0.0855/0.0828}$	0,7055/0,7055 0,7053/0,7057	$\frac{8,30/8,10}{8,25/8,52}$	
10	1,233	1,034/1,0342 1,0342/1,0342	0,0550/0,0557 0,0580/0,0561	0,4508/0,4507 0,4507/0,4504	8,20/8,09 7,77/8,03	1,0341/1,0342 1,0342/1,0342	0,0579/0,0593 0,0590/0,0590	0,4509/0,4507 0,4507/0,4507	7,79/7,60 7,63/7,64	

Рис. 2.47. Зависимость параметра анизотропии  $\varkappa \approx k_{\rm s}/k_{\rm r}$  от угла поворота образца к направлению напластования



#### Таблица 2.35

Данные обработки результатов опыта

№ п/п	Направле- ние фильт- рации (угол к направле- нию напла- стования, градус)	a	<i>k</i> , мкм <sup>2</sup>	x	№ п/п	Направле- ние фильт- рации (угол к направле- нию напла- стования, градус)	а	<i>k</i> , мкм <sup>2</sup>	x
1	0	7,10	0,676	1,000	5	180	7,07	0,673	0,996
2	45	6,90	0,643	0,972	6	225	6,50	0,618	0,915
3	90	6,50	0,618	0,915	7	270	6,45	0,614	0,908
4	135	6,75	0,643	0,951	8	315	6,60	0,628	0,929

по формуле (2.257) вычисляли коэффициенты проницаемости для различных направлений фильтрации газа (табл. 2.35). Параметр анизотропии определен как отношение  $a_0 \ \kappa \ a_i$ , т.е.

$$\varkappa = k_i / k_0 = a_0 / a_i. \tag{2.259}$$

Как следует из характера изменения параметра анизотропии в зависимости от направления фильтрации (рис. 2.47), для рассматриваемого образца максимальная проницаемость получена при угле его поворота по отношению к направлению напластования, равном нулю.

Анализ зависимости проницаемости для разных направлений (см. табл. 2.35) показывает, что при уровнях 0 и 180° значения k практически одинаковы (0,676 и 0,673 мкм<sup>2</sup>), что соответствует горизонтальному направлению. При 90 и 270° коэффициенты проницаемости соответственно равны 0,618 и 0,614 мкм<sup>2</sup>, что соответствует вертикальному направлению. При фильтрации газа под углом 45, 135, 225 и 315° проницаемости образца оказались меньшими, чем для горизонтального направления, но большими, чем для вертикального.

Таким образом, определены проницаемости и доказано, что проницаемость образца изменяется в различных направлениях. Параметр анизотропии исследуемого практически изотропного образца

$$\kappa = k_{\rm B}/k_{\rm r} = 0.618/0.676 = 0.915.$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА АНИЗОТРОПИИ ПЛАСТА ПО КВД

Неоднородность пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях характеризуется параметром анизотропии. Он имеет определяющее значение при прогнозировании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой или нефтяной оторочкой, при оценке возможности прорыва газа в скважину через перфорированный нефтенасыщенный интервал, при изучении взаимодействия пропластков многопластовых залежей и др. Неоднородность пласта по проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях изучают в основном экспериментальным путем. В настоящее время практически отсутствуют методы точного определения параметра анизотропии расчетным путем. Оценить значение этого параметра позволяют КВД, снятые в скважинах, вскрывших продуктивный пласт. Для этого, согласно [85], КВД необходимо обработать по формуле

$$p_{\mu}^{2}(t) = \alpha - \sigma/t^{0.5},$$
 (2.260)

где

$$\sigma = Q_0 \mu z p_{\rm ar} T_{\rm nn} / (\pi k_{\rm r} T_{\rm cr} \sqrt{3}, 3\varkappa_{\rm B}).$$
 (2.261)

Здесь  $Q_0$  – дебит скважины перед закрытием;  $k_r$  – коэффициент горизонтальной проницаемости пласта;  $k_{\rm B} = k_{\rm B} p_{\rm un}/(m\mu)$  – параметр анизотропии (пьезопроводность) в вертикальном направлении.

В формуле (2.261) коэффициент горизонтальной проницаемости находят согласно методике, изложенной в [85].

Чтобы определить коэффициент вертикальной проницаемости  $k_{\rm s}$ , КВД обрабатывают в координатах  $p_3^2(t) - 1/t^{0.5}$ . На полученной графической зависимости выделяют прямолинейный участок и по углу наклона этой прямой определяют параметр  $\sigma$ .

По известному о рассчитывают вертикальную пьезопроводность:

$$\kappa_{\rm B} = 0.33 [Q_0 \ \mu \ z \ p_{\rm ar} \ T_{\rm nn} / (\pi \ k_{\rm r} \ T_{\rm cr} \ \sigma)]^2. \tag{2.262}$$

При известных  $p_{n,n}$  и пористости *m* коэффициент вертикальной проницаемости

$$k_{\rm B} = \mu \ m/p_{\rm n.r.} \tag{2.263}$$

Зная k<sub>г</sub> и k<sub>в</sub> вычисляют параметр анизотропии

$$\varkappa = \sqrt{k_{\rm B}/k_{\rm r}} \,. \tag{2.264}$$

Порядок обработки КВД для определения параметра анизотропии следующий.

По известным  $p_3(t)$  и t рассчитывают  $p_3^2(t)$ , lg t и  $1/t^{0.5}$ . Далее строят зависимость  $p_3^2(t)$  от lg t. По углу наклона конечного участка этой зависимости определяют значение  $\beta$ . По известному  $\beta$  находят коэффициент горизонтальной проницаемости  $k_r$ , затем строят зависимость  $p_3^2(t)$  от  $1/t_1^{0.5}$ . На графике выделяют прямолинейный участок так, чтобы время t, соответствующее его оконча-

нию, было меньше времени, соответствующего началу прямолинейного участка в координатах  $p_3^2(t) - \lg t$ . По этому участку определяют уклон  $\sigma$ . По известному  $\sigma$ , используя  $\beta$  и с учетом формулы (2.263), определяют  $k_{\rm B}$ :

$$k_{\rm B} = [h\beta \sqrt{m\mu} / (2,09\,\sigma p^{0.5})]^2 = 0,229\,m\mu h^2 \beta^2 / (p_{\rm nn}\sigma^2). \tag{2.265}$$

По известным значениям работающей (вскрытой) толщины  $h_{\text{вск}}$ ,  $\sigma$  и  $\beta$ , а также используя прямую, построенную в координатах  $p_3^2(t) - 1/t^{0.5}$ , можно вычислить толщину пласта h:

 $h = h_{\rm BGK} / [1 - \sqrt{1.5t} \,\beta / (2.09\,\sigma)]. \tag{2.266}$ 

По известному  $k_r h/\mu$ , найденному через  $\beta$ , зная значение h, вычисленное по формуле (2.266), если другими способами h не удается определить, рассчитывают  $k_r$ , а затем – по известным  $k_{\rm B}$  и  $k_r$  – параметр анизотропии. При правильно проведенной обработке отношение  $h_{\rm BCK}/h$  не должно превышать 0,4. В противном случае результаты могут быть искажены.

Пример. Рассмотрим задачу определения параметра анизотропии и работающей толщины пласта по КВД, снятой в скважине с исходными данными, приведенными в табл. 2.36, и при  $Q_0 = 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;  $h_{\text{вск}} = 6 \text{ м}$ ; m = 0.08;  $T_{\text{п.т}} = 318 \text{ K}$ ;  $\mu_{\text{п.т}} = 0.012 \text{ м}\Pi \text{a·c}$ ; z = 0.84.

Результаты обработки также приведены в табл. 2.36 и показаны на рис. 2.48. По рис. 2.48, *а* определена величина  $\beta = 13 \text{ MIa}^2$ .

Первая точка прямолинейного участка на рис. 2.48, *a* соответствует  $t = 10\,800$  с. На рис. 2.48, *б* выделен прямолинейный участок с уклоном  $\sigma = 440\,M\Pi a^2 \cdot c^{-0.5}$ . Окончанию этого прямолинейного участка соответствует время t = 3000 с. По формуле (2.266) определена относительная толщина  $h_{\rm BCK}/h = 0,226$  и h = 26,7 м. С учетом  $\beta$  и h = 2,67 м вычислены  $k_{\rm r} = 0,0146$  мкм<sup>2</sup> и  $k_{\rm B} = 0,00407$  мкм<sup>2</sup>. Следовательно  $\varkappa = 0,00407/0,0140 = 0,28$ .



Рис. 2.48. Результаты обработки КВД в разных координатах

Т	a	б	л	и	Ц	a	2.36
---	---	---	---	---	---	---	------

<i>t</i> , c	<i>р</i> <sub>3</sub> ( <i>t</i> ), МПа	$p_3^2(t),$ M $\Pi a^2$	lg t	1/t <sup>0,5</sup>	t, c	<i>р</i> <sub>3</sub> ( <i>t</i> ), МПа	$p_3^2(t),$ M $\Pi a^2$	lg t	1/t <sup>0,5</sup>
120 180 399 600 900 1200 1800 2400 300 3600 4200 4800	22,93 22,98 23,07 23,09 23,16 23,21 23,25 23,28 23,30 23,30 23,30 23,34 23,37	525,78 528,08 532,22 533,15 536,39 538,70 540,56 541,95 542,89 544,29 544,75 546,16	2,079 2,255 2,477 2,778 2,954 3,079 3,255 3,379 3,477 3,556 3,623 3,681	0,0913 0,0745 0,0577 0,0408 0,0333 0,0289 0,0236 0,0204 0,0183 0,0167 0,0154 0,0144	6000 7200 8400 9600 10 800 12 000 13 200 14 400 18 000 86 400 172 800	23,39 23,43 23,46 23,48 23,50 23,52 23,53 23,53 23,53 23,56 23,73 23,80	547,09 546,96 550,37 551,31 552,25 553,19 552,66 553,66 555,07 563,11 566,44	$\begin{array}{c} 3,778\\ 3,857\\ 3,924\\ 3,982\\ 4,033\\ 4,079\\ 4,120\\ 4,158\\ 4,255\\ 4,939\\ 5,231\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,0129\\ 0,0118\\ 0,0109\\ 0,0102\\ 0,00962\\ 0,00913\\ 0,0087\\ 0,0083\\ 0,00745\\ 0,0034\\ 0,0024 \end{array}$

Данные для вычисления параметра анизотропии

#### РЕШЕНИЕ ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ

Значительное число процессов, связанных с освоением газовых месторождений, можно описать дифференциальными уравнениями. В связи с этим важное значение имеет изыскание методов решения обратных задач. Класс обратных задач довольно широк. Это могут быть инверсные, или коэффициентные обратные задачи (идентификация параметров изучаемого объекта по экспериментальным данным), граничные обратные задачи (определение граничных условий – при известной математической модели и наличии информации о поведении системы, времени – по известным состояниям в более поздние моменты времени или по дополнительно заданной граничной информации).

При решении обратных задач возникают трудности как чисто технические, например методическая организация вычислений, так и носящие принципиальный характер, т.е. могут отсутствовать однозначность, сходимость, возникать неустойчивость к погрешностям входной информации.

Ряд задач газонефтепромысловой механики, таких, как нестационарная фильтрация жидкости и газа в пористой среде, могут быть описаны уравнениями в частных производных параболического типа. Следовательно, исследование таких процессов требует постановки соответствующих граничных и начальных условий, а также знания характеристик исследуемых систем.

1. В случаях когда скважина (галерея скважин) эксплуатировалась длительное время при нестационарных режимах, постановка информации о процессе на границах рассматриваемых систем имеет определенные граничные условия при отсутствии начальных. Задачи подобного типа, например, возникают, когда по результатам измерений забойного давления и дебитов скважин, изменяющихся во времени, необходимо восстановить распределение пластового давления вокруг скважины (галереи скважин) в нефтяном или газоносном пласте. Возникающая при этом задача определения начальных условий из дополнительно заданных условий на границе относится к классу обратных задач и является в общем случае некорректной задачей в смысле устойчивости к малым возмущениям входной информации и требующей построения регуляризующих алгоритмов получения приближенных решений.

Математическая постановка задачи следующая:

$$\frac{du}{dt} = k \frac{d^2 u}{dx^2}, \quad t < 0, \ 0 < x < 1;$$
(2.267)

$$u(0, t) = \varphi_1(t), \ u(1, t) = \varphi_2(t);$$
 (2.268)

$$k \left. \frac{du}{dt} \right|_{x=0} = \varphi_2(t). \tag{2.269}$$

Необходимо восстановить u(x, 0). Здесь t – время стабилизации режима.

Рассмотрим подход к решению поставленной задачи.

Обозначив неизвестное пока начальное распределение u(x, 0) через v(x), составим формально две задачи: первая – уравнение (2.267), условия (2.268) с начальными условиями v(x); вторая – уравнение (2.267), второе условие из (2.268) с теми же начальными условиями v(x). Тогда за приближение к истинным начальным условиям u(x, 0) берется функция  $v^*(x)$ , минимизирующая некоторый функционал от разности двух выше введенных задач, т.е., рассматривая как управление, задачу нахождения можно сформулировать как оптимизационную.

Возьмем в качестве функционала, подлежащего минимизации, функционал

$$\tau(v) = \|u_1 - u_2\|^2, \qquad (2.270)$$

где  $u_1$  и  $u_2$  – решения выше определенных задач.

Известно, что минимизация функционала является в общем случае некорректной задачей, поэтому введем в рассмотрение функционал

$$\tau_{\varepsilon}(v) = \tau(v) + \varepsilon ||v||^2, \qquad (2.271)$$

где є – положительный параметр.

Минимизация этого функционала является уже корректной, и при  $\tau_{\varepsilon} \to 0$  $v_{\varepsilon}^* \to v$ . Выбор параметра є зависит от уровня погрешности входной информации.

Следует отметить: в случаях когда известно, что искомое распределение u(x, 0) является монотонной функцией, задача минимизации функционала (2.270) считается из  $L_2(0, 1)$ .

Численную реализацию такого подхода можно осуществить следующим образом. Производя дискретизацию пространственной и временной координат, задачу минимизации функционалов (2.270) и (2.271) можно рассматривать как задачу векторной оптимизации. Решения  $u_1$  и  $u_2$  на каждой итерации можно находить тем или иным сеточным методом. С использованием одного из методов нелинейного программирования алгоритм реализован на ЭВМ в виде пакета программ. Проведен ряд тестовых экспериментов. Полученные результаты (рис. 2.49) дали удовлетворительное совпадение с проверочными (истинные и расчетные значения показаны соответственно точками и линией).

2. Часто в процессе разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений фильтрационные параметры пласта изменяются во времени вследствие отложения парафина, выпадения конденсата, ползучести горных пород и т.д. При изучении таких процессов в уравнении (2.267) коэффициент *k* является функцией времени. Важный практический интерес представляет определение этого коэффициента по измеряемым в ходе процесса параметрам. Постановку задачи можно записать в следующем виде:



Рис. 2.49. Зависимость функционала  $\tau(v)$  от координаты границы



Рис. 2.50. Зависимость функции k(t) от времени

$$\frac{du}{dt} = k(t)\frac{d^2u}{dx^2}; \qquad (2.272)$$

$$t > 0, \ 0 < x < 1; \tag{2.273}$$

$$u(0, t) = f_1(t); (2.274)$$

$$u(1, t) = f_2(t);$$
 (2.275)

$$k(t)\frac{du}{dt}(0, t) = f_3(t).$$
 (2.276)

Условия (2.273), (2.274) и (2.276) можно интерпретировать как значения давления или температуры, измеренные на границах и в начальный момент времени. Тогда принятое условие можно трактовать как измерение расхода или величины теплового потока.

Используя информацию (2.273)–(2.276), определение коэффициента k(t) можно свести к следующей оптимизационной задаче. За приближенное решение принимают функцию  $k^*(t)$ , на которой достигается минимум функционала

$$\tau(k) = \int_{0}^{1} [u_{1}(0, t) - f_{1}(t)]^{2} dt + \varepsilon |k|^{2}, \qquad (2.277)$$

где T – время наблюдения за процессом на границе исследуемой системы;  $u_1$  – решение задачи (2.272), (2.274)–(2.276);  $\varepsilon$  – параметр регуляризации.

Выбор параметра є обусловлен дисперсией погрешности измерений. Если решение ищется в классе монотонных функций, то минимизация функционала (2.277) является корректной в условиях  $\varepsilon = 0$  и u(0, t).

Численную реализацию этой задачи можно осуществить методом, рассмотренным ранее. Апробацию алгоритма проводили на модельных задачах. На рис. 2.50 приведены результаты истинного решения и решения, полученного с помощью использованного алгоритма (показаны соответственно линией и точками).

# 2.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

В настоящее время газогидродинамические методы исследования скважин и пластов можно применять лишь к условиям однородного пласта и строго радиального притока. Имеется ограниченное число методов, учитывающих простейшие неоднородности [85]. Практически невозможно разработать гидродинамическую модель, учитывающую все макро- и микронеоднородности нефтегазоносного пласта.

Для обработки данных исследования скважин и пластов предлагают применять методы идентификации.

Рассмотрим газовый пласт как объект автоматического регулирования, на вход которого подается некоторый сигнал x(t), а на выходе регистрируется реакция y(t). Задачу идентификации можно сформулировать следующим образом: по результатам наблюдений над входными и выходными переменными объекта подобрать оптимальную модель, а по выбранной модели оценить параметры объекта.

Примем в качестве входного воздействия депрессию на пласт  $x(t) = \Delta p^2(t)$ , а выходной реакцией будем считать дебит: y(t) = Q(t).

Уравнение, описывающее работу газового пласта, запишем в виде

$$T \frac{d\Delta p^{2}(t)}{dt} + \Delta p^{2}(t) = aQ(t) + bQ^{2}(t), \qquad (2.278)$$

где T – характерное время переходного процесса в пласте; Q (t) – дебит газа, приведенный к нормальным условиям.

Определим коэффициенты *a*, *b* и время *T* из уравнения (2.278). Для этого проинтегрируем (2.278) по *t* и разделим обе части равенства на  $\Delta p^2(t)$ :

$$T\varphi(t) + 1 = aQ(t) + b Q^{2}(t), \qquad (2.279)$$

где

$$\varphi(t) = \frac{\int_{0}^{t} \Delta p^{2}(t) dt}{\Delta p^{2}(t)}; \quad F(t) = \frac{\int_{0}^{t} Q(t) dt}{\Delta p^{2}(t)}; \quad L(t) = \frac{\int_{0}^{t} Q^{2}(t) dt}{\Delta p^{2}(t)}.$$
(2.280)

В случае дискретности измерений имеем при  $i = \overline{1, n}$ 

i=1

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^{n} \Delta p_{i}^{2}(t) dt / \Delta p_{n}^{2}(t);$$

$$F(t) = \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_{i}(t) dt / \Delta p_{n}^{2}(t);$$

$$L(t) = \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_{i}^{2}(t) dt / \Delta p_{n}^{2}(t).$$
(2.281)

229

#### Таблица 2.37

Результаты измерения давлений

<i>t</i> , c	<i>р</i> у, МПа	<i>р</i> <sub>3</sub> , МПа	<i>t</i> , c	<i>р</i> у, МПа	р₃, МПа
5 10 20 30 40	19,5 21,0 22,2 23,0 23,5	23,5 25,3 26,7 27,6 28,2	50 60 120 180 300	23,8 24,0 24,1 24,2 24,2 24,2	28,5 28,8 28,9 29,0 29,0

Решив уравнение (2.278) и использовав опытные данные, найдем *a*, *b* и *T*. Разделив обе части уравнения (2.279) на *L*(*t*), получим

$$\frac{T + \varphi(t)}{L(t)} = a \frac{F(t)}{L(t)} + b.$$
 (2.282)

Построив опытные данные в координатах  $[T + \varphi(t)] - L(t)$  и F(t) - L(t), получим прямую, отсекающую на оси ординат отрезок, равный b; тангенс угла наклона прямой дает искомый коэффициент a.

Согласно приведенной методике обработки кривой восстановления забойного давления, необходимо рассчитать приток газа в скважину после ее закрытия.

Для газовой скважины

$$q(t) = \frac{\Omega_{\rm cKB}T_{\rm cT}}{p_{\rm aT} \, z_{\rm cp}T_{\rm cp}} \frac{d\tilde{p}}{dt},$$

где Ω<sub>скв</sub> – геометрический объем скважины, м<sup>3</sup>.

Суммарный приток в случае дискретных измерений

$$V(t) = \frac{\Omega_{c \kappa B} T_{c \tau}}{p_{a \tau} T_{c p}} \left[ \frac{\overline{p}(t)}{z(t)} - \frac{\overline{p}(t=0)}{z(t=0)} \right].$$

Пример. В табл. 2.37 приведены данные о восстановлении давления в скв. 56 месторождения Шатлык. Коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные по индикаторной диаграмме:  $a = 253 \text{ MIa}^2/(\text{тыс. } \text{m}^3/\text{сут})$ ;  $b = 0,13 \text{ MIa}^2/(\text{тыс. } \text{m}^3/\text{сут})^2$ . Вычисленные значения:  $a = 312 \text{ MIa}^2/(\text{тыс. } \text{m}^3/\text{сут})$ ;  $b = 0,019 \text{ MIa}^2/(\text{тыс. } \text{m}^3/\text{сут})^2$ .

На рис. 2.51 представлен график обработки КВД по этой скважине.



Рис. 2.51. Результаты обработки КВД по скв. 56 месторождения Шатлык

В соответствии с указанной методикой были обработаны также КВД по скважинам 22, 29, 32, 38 месторождения Восточный Шатлык. Коэффициенты фильтрационного сопротивления, полученные по индикаторной диаграмме (в числителе) и рассчитанные данным методом (в знаменателе), приведены ниже:

Номер скважины Коэффициенты:	22	29	32	38
a	<u>3,870</u> 4,69	$\frac{4}{1,90}$	<u>3,86</u> 1,49	2,25 2,81
b	0,002 0,0001	0,0063 0,0001	0,0047 0,00013	0,0058 0,0001



# ПРОЦЕССЫ ПЕРЕНОСА ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

### 3.1. ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Фильтрацию природных газов традиционно изучают на основе двучленного закона фильтрации [12]

$$a\overline{v} + b |v| v = -\nabla p, \tag{3.1}$$

где  $\overline{v}$  – вектор скорости фильтрации; a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

При малых скоростях квадратичным членом в уравнении (3.1) можно пренебречь. Тогда оно переходит в закон Дарси

$$a\overline{v} = -\nabla p, \tag{3.2}$$

так, что становится ясным смысл коэффициента  $a = \mu/k$ . Квадратичный член в уравнении (3.1) обусловлен инерционными сопротивлениями при движении газа через систему поровых каналов. Кроме того, в некоторых случаях фильтрация газа описывается законом с начальным градиентом давления [12]:

$$\overline{\upsilon} = \frac{k}{\mu} \nabla p \left( 1 - \frac{2G}{|\nabla p^2|} \right), \quad |\nabla p^2| > G;$$

$$\overline{\upsilon} = 0, \quad |\nabla p| < G,$$
(3.3)

где G – модуль начального градиента давления.

Закон (3.3) выполняется при фильтрации газа в глинизированных и карбонатных породах в присутствии остаточной насыщенности порового пространства жидкостью. Исследования показали, что значение G зависит от проницаемости, пористости, внутрипорового давления, эффективного напряжения в скелете породы, остаточной насыщенности жидкостью. При малых давлениях нелинейность закона фильтрации может быть связана с проскальзыванием газа относительно стенок поровых каналов (эффект Клинкенберга).

В 1901 г. Форхгеймер, ссылаясь на исследования Мазони, рекомендовал выражать зависимость градиента давления от скорости (при больших градиентах) формулой вида (3.1):

$$\Delta p / \Delta l = au + bu^2, \tag{3.4}$$

где *а* и *b* – эмпирические коэффициенты.

Будем считать выражение (3.4) моделью 1.

Однако ученый отметил, что еще лучше зависимость  $\Delta p$  от u будет выражать трехчленным законом (модель 2)

$$\Delta p/\Delta l = au + bu^2 + cu^3, \tag{3.5}$$

где с – эмпирический коэффициент.

Для проверки этого положения были обработаны индикаторные диаграммы некоторых скважин Уренгойского месторождения. Обработка проведена следующим образом. По начальному участку, содержащему 50-60 % точек измерения  $\Delta p^2(Q)$ , методом наименьших квадратов рассчитывали коэффициенты *a*, *b* и *c* для обеих моделей и процент ошибки описания начального участка этими моделями. На оставшиеся точки измерений выполняли прогнозирование с помощью моделей 1 и 2, а также рассчитывали ошибку прогноза. Сравнивая ошибки обучения и прогноза, полученные по моделям 1 и 2, можно судить о том, какая модель лучше описывает индикаторную кривую.

Как следует из табл. 3.1, в которой приведены результаты обработки изложенным методом, в качестве аппроксимирующих обе модели достаточно хорошо описывают индикаторную кривую и с практически одинаковыми ошибками. Однако для прогноза модель 2 дает результаты значительно точнее, чем модель 1.

Были обработаны лабораторные данные по зависимости расхода газа от  $\Delta p^2$  в пористой среде с разным процентным содержанием глины, кварцевого песка и при различной водонасыщенности. Для выбора вида модели применяли метод *структурной минимизации риска*, заключающийся в следующем. Предположим, что в некоторой среде, которая характеризуется плотностью распределения вероятности P(x), случайно и независимо появляются ситуации x. В этой среде работает преобразователь, который каждому значению x ставит в соответствие число y, полученное в результате реализации случайного испытания, согласно закону P(y/x). Ни свойства среды P(x), ни закон P(y/x) не известны. Однако известно, что существует регрессия y = y(x).

Требуется по случайной независимой выборке пар  $x_1, y_1, ...; x_l, y_l$  восстановить регрессию, т.е. в классе функции  $F(x, \alpha)$  отыскать функцию  $F(x, \alpha^*)$ , наиболее близкую к регрессии y(x).

Таким образом, задача сводится к минимизации функционала

$$I(\alpha) = \int [y - F(x, \alpha)]^2 P(y/x) P(x) dx dy, \qquad (3.6)$$

или в условиях, когда не известна плотность P(z), но заданы функция двух пе-

Номер	Число точе ни	ек в обуче- 1и	Ошибка о	бучения, %	Число точе	ек прогноза	Ошибка п	рогноза, %
скважины	1	2	1	2	1	2	1	2
56 95 146 115 208 217	11 13 9 10 9 9	11 13 9 10 9 9	1,2 1,1 1,1 0,9 1,5	0,7 0,9 0,8 0,3 0,4 0,5	9 8 8 11 10 8	9 8 8 11 10 8	14 13 20 14 6 11	8 0,7 3 1,5 3 1,3

Таблица 3.1 Результаты обработки индикаторных кривых скважин

ременных Q(z,  $\alpha$ ) – функция потерь и случайная независимая выборка  $z_1, z_2, ..., z_l$  объема l,

$$I(\alpha) = \int Q(z, \alpha) P(z) dz.$$
(3.7)

Эта задача называется задачей минимизации среднего риска по эмпирическим данным.

Проведенный анализ показывает, что справедливость трехчленного закона обусловливается не улучшением аппроксимации зависимости  $\Delta p/l$  за счет увеличения числа эмпирических коэффициентов, а физическими особенностями процесса фильтрации. Так, для одночленного закона характерно определяющее влияние вязкости, для двучленного – вязкости, инерции или массообмена; трехчленный закон связан с неравновесностью фильтрационного потока. Известно, что неравновесность определяет явление гистерезиса расхода, поэтому дискриминирующим эксперимента является проверка гистерезиса при фильтрации исследуемой системы. Эксперименты показали, что во всех случаях указанное соответствие выполняется.

Свойство неравновесности фильтрационного потока можно использовать в целях улучшения технологических показателей добычи газа. Например, по аналогии с фильтрацией полимерных растворов может быть эффективной периодическая эксплуатация газовых или газоконденсатных скважин.

Соотношения (3.1)-(3.3) можно рассматривать как зависимости, аппроксимирующие экспериментальные данные, и соответствующим образом трактовать входящие в них параметры как регрессионные коэффициенты. В этом смысле с расчетной точки зрения особых трудностей при описании фильтрационных течений газа не возникает. Вообще говоря, возможны и другие виды аппроксимации нелинейных законов аналогично тому, как это делается при изучении фильтрации нефти, например, в виде степенной зависимости между перепадом давления и скоростью фильтрации. Использование соотношения (3.1) обусловливается удобством его применения при проведении расчетов.

Важнее качественная определенность фильтрационного потока. Здесь надо иметь в виду два принципиальных обстоятельства. Для целей разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений существенно определение причин, обусловливающих тот или иной закон, поскольку только при этом условии возможна правильная организация технологических мероприятий. Зависимости (3.1)-(3.3) являются равновесными и устанавливают связь между установившимися значениями v и  $\nabla p$ . В то же время исследуемый процесс может иметь неравновесный характер, время релаксации которого значительно превышает время наблюдения. В этом случае обнаруженная в эксперименте связь между v и  $\nabla p$  носит фиктивный характер и в зависимости от условий проведения экспериментов может иметь любой вид. Таким образом, выяснение физико-химических причин, определяющих фильтрацию природных газов, имеет непосредственное значение для получения как количественных, так и качественных выводов.

Одна из наиболее распространенных гипотез, объясняющих нарушение линейного закона фильтрации (3.2), заключается в том, что при увеличении скорости вследствие хаотического движения в пористой среде возникают инерционные сопротивления, обусловливающие справедливость закона (3.1). Отметим, что предлагались и другие виды нелинейных зависимостей, например  $v(\nabla p)$ . При этом предполагается, что режим движения может быть ламинарным и турбулентным. В некоторых случаях нарушение линейного закона фильтрации связывают непосредственно с турбулизацией потока. На основании этого осуществлялись неоднократные попытки, по аналогии с трубной гидравликой, связать нарушение линейного закона фильтрации с критическим значением числа Рейнольдса. Предлагались различные модификации этого параметра применительно к условиям пористой среды. Тем не менее, сильный разброс критических значений Re (часто на порядок и более) не позволяет сделать определенного законеции о причинах нарушения линейного закона фильтрации.

Таким образом, можно сделать вывод, что механическое взаимодействие фильтрационного потока с пористой средой не является единственным определяющим фактором: на движение жидкости влияют также физико-химические факторы.

Рассмотрим результаты экспериментальных исследований, методика проведения которых заключается в следующем. Колонку, после ее заполнения испытуемой пористой средой, соединяли с контейнером, который, в свою очередь, связан с баллоном высокого давления. Через пористую среду пропускали газ или воздух (на каждом режиме более 100 объемов пор). Пористую среду составляли из смеси кварцевого песка с глиной и чистого кварцевого песка. Из данных экспериментов следовало, что при фильтрации как воздуха, так и газа через пористую среду, составленную из кварцевого песка с проницаемостью 20 мкм<sup>2</sup>, зависимость между  $\Delta p^2$  и Q подчиняется линейному закону фильтрации.

При добавлении глины в кварцевый песок указанная зависимость нелинейна и состоит из двух характерных участков, причем с увеличением содержания глины в песке характерные участки изменяются. На рис. 3.1 видно, что при фиксированном значении  $\Delta p^2$  объемный дебит газа больше, чем дебит воздуха. Это можно объяснить взаимодействием между фильтрующимися фазами и глиной, в частности сорбционным эффектом.

В определенных условиях при фильтрации газа проявляется начальный градиент давления. Характерными являются опыты на искусственной модели пористой среды (смесь кварцевого песка и монтмориллонитовой глины) при прокачке через нее воздуха.

Опыты показали (рис. 3.2), что предельный градиент действительно существует, поскольку до достижения порогового значения разности давлений, зависящего от содержания глины и воды, движение газа не происходило. В контрольных опытах, когда при том же содержании воды (40 %) глину заменяли маршаллитом, порога перепада давлений обнаружено не было и фильтрация газа подчинялась закону Дарси.

Рассмотрим одно из возможных объяснений нелинейного эффекта. Такие эффекты могут возникать при движении газа в пористой среде, содержащей некоторое количество не участвующей в основном движении жидкости в виде слоев, обволакивающих частицы пористой среды и перекрывающих (частично или полностью) поровые каналы. При достаточно больших градиентах давления должна начинаться перестройка этих слоев, сопровождающаяся изменением гидродинамического сопротивления пористой среды. В результате естественно ожидать непропорционально быстрого увеличения расхода фильтрующегося газа при росте перепада давления, т.е. закон фильтрации газа в среде, которая содержит слои связанной жидкости, обладающие упругостью, будет иметь вид, характерный для псевдопластичных неньютоновских жидкостей.

В частности, если начальное содержание связанной жидкости настолько велико, что все поровые каналы в начальном состоянии перекрыты, то движение прокачиваемого извне газа, как предполагается, начнется только после то-



Рис. 3.1. Зависимость Q от  $\Delta p^2/Q$  при фильтрации воздуха (*a*) и газа (*б*) через пористую среду

го, как слои связанной воды будут частично прорваны. В связи с этим в таких условиях возможно появление предельного (начального) градиента для фильтрации газа. Это может происходить при фильтрации газа в глинизированных породах, содержащих остаточную воду, поскольку вода образует с частицами глины коллоидный раствор, который обладает некоторой устойчивостью на сдвиг.

Значение предельного градиента должно зависеть от абсолютного давления, так как помимо подвижного газа в пласте в тупиках пор содержится защемленный газ в виде несообщающихся газовых пузырьков. При увеличении давления эти пузырьки снижаются, в результате чего изменяется положение жидких пленок, уменьшающее сопротивление. Поэтому предельный градиент давления  $\nabla p/l$  должен уменьшаться при увеличении давления, а с уменьшени-



Рис. 3.2. Зависимость Q от  $\Delta p^2$  при фильтрации воздуха через глинизированную пористую среду с отстаточной водой: 1 – 75 % песка + 25 % глины, 40 % воды; 2 – 70 % песка + 30 % глины, 40 % остаточной воды





ной остаточной нефти; 3 – 30 % высокоактивной остаточной нефти;

ем давления снова возрастать. Однако такое восстановление может быть неполным вследствие возможных необратимых перестроек распределения фаз в пористом пространстве под действием приложенного градиента.

Одной из причин, вызывающих нелинейность фильтрационного закона, может служить эффект гистерезиса угла смачивания. Существенное влияние на фильтрацию газа оказывают наличие и свойства присутствующей в пористой среде жидкости. В этом отношении характерны результаты опытов по изучению фильтрации природного газа через пористую среду, состоящую из 20 % кварцевого песка, 20 % кальцитовой и 40 % кварцевой пыли и 20 % глины (рис. 3.3). В отсутствие жидкости фильтрация происходит в соответствии с законом Дарси.

При наличии же в пористой среде определенного количества углеводородной жидкости (нефти) линейная зависимость  $Q = Q(\Delta p^2)$  нарушается и проявляются нелинейные эффекты, существенно зависящие от физико-химических свойств используемой остаточной нефти. Как следует из сопоставления кривых 2 и 3 на рис. 3.3, сопротивление движению газа больше в среде, содержащей высокоактивную нефть.

Отмеченное явление связано с устойчивостью взаимодействия нефти с твердой поверхностью и высыханием глины при контактировании с полярными компонентами, содержащимися в углеводородной жидкости. Чем больше концентрация полярных веществ в нефти, т.е. чем больше активность нефти, тем прочнее ее связь с твердой поверхностью и тем труднее происходит отрыв пленки нефти от твердой поверхности. Это объясняется тем, что полярные компоненты нефти, адсорбируясь на твердой поверхности, особенно на поверхности глинистой частицы, сильно снижают поверхностное натяжение на контакте твердого тела с нефтью, чем и вызывается увеличение краевого угла смачивания. На основании этого прочность связи высокоактивной нефти с твердой поверхностью оказывается больше. По всей вероятности, этими явлениями можно объяснить увеличение нелинейных эффектов при фильтрации газа через глинизированную среду, содержащую высокоактивную нефть. Как видно, во всех случаях, исключая отсутствие нефти, закон фильтрации газа нелинейный, при этом проявляется начальный градиент давления.

Последний факт можно объяснить следующим образом: если углеводородная жидкость содержит полярное вещество, то на твердой поверхности образуется слой жидкости, обладающей аномальными свойствами. В этом слое, как и в гидратном (набухшие глинистые частицы), начинается сдвиг, и он приобретает большую вязкость. Чтобы при таком слое происходила фильтрация жидкостей или газа, необходимо создать определенный перепад давления, который будет тем больше, чем больше содержится глинистых частиц. Очевидно, при фильтрации газа через глинизированную пористую среду, содержащую остаточную нефть, последняя, удерживаемая поверхностью твердых частиц породы, препятствует возникновению явлений фильтрации. При увеличении градиента давления до некоторого значения, называемого начальным  $(\Delta p_0),$ под воздействием разности давлений пробки связанной нефти разрушаются и начинается фильтрация. В дальнейшем с увеличением перепада давления непропорционально быстро увеличивается расход фильтрующегося газа вследствие перестройки слоев, сопровождающейся изменением сопротивления пористой среды.

В тех же условиях при использовании керосина взамен нефти (см. рис. 3.3, кривая 1) закон фильтрации для газа становится линейным. Следует отметить, что линейная зависимость  $Q = Q(\nabla p^2)$  сохраняется для любых значений концентрации керосина в пористой среде (в отсутствие остаточной воды). Это объясняется тем, что неполярная жидкость (керосин) около самой границы твердой поверхности сохраняет свою подвижность. По этой причине она легко смывается с твердой поверхности, и фильтрация газа происходит по линейному закону Дарси.

Если в пористой среде присутствуют одновременно нефть и вода, то нелинейные эффекты проявляются более существенно, что связано, по всей видимости, с дополнительной гидратацией и набуханием глинистых частиц при наличии связанной воды.

В связи с разработкой и эксплуатацией газоконденсатных месторождений необходимо рассматривать фильтрацию смесей. Обычно исследования проводят на основе псевдобинарной модели фильтрации. В качестве компонентов принимают стабильный конденсат и газ, каждый из которых переносится в жидком и газообразном состоянии.

При такой постановке фильтрация газоконденсатных систем описывается следующими уравнениями:

$$\operatorname{div}[\overline{v}_{2}\beta(p)\alpha(p)\rho_{12}+\overline{v}_{1}p_{1}]=-m\frac{\partial}{\partial t}[S\beta(p)\alpha(p)\rho_{12}+(1-S)p_{1}]; \quad (3.8)$$

$$\operatorname{div}\left[\overline{v}_{2}\beta(p)\alpha(p)\rho_{22} + \overline{v}_{1}\frac{\rho_{1}}{\rho_{10}}\rho_{21}V(p)\right] = -m\frac{\partial}{\partial t}\left[S\beta(p)\rho_{22} + (1-S)\frac{\rho_{1}}{\rho_{10}}\rho_{21}V(p)\right].$$
(3.9)

Здесь  $\bar{v}_1$ ,  $\bar{v}_2$  – векторы скорости фильтрации соответственно газовой и жидкой фаз;  $\beta(p)$ ,  $\alpha(p)$  – соответственно объемная усадка жидкой фазы и объемное количество газа, растворенного в жидкой фазе в нормальных условиях;  $\rho_{12}$  – плотность газа жидкой фазы в нормальных условиях; m – пористость; t – время;  $\rho_1$ ,  $\rho_{10}$  – соответственно плотность газа газовой фазы в пластовых и нормальных условиях;  $\rho_{21}$ ,  $\rho_{22}$  – соответственно плотность стабильного конденсата газовой и жидкой фаз; S – насыщенность пористого пространства жидким

конденсатом; V(p) – объемное количество стабильного конденсата в газовой фазе (в нормальных условиях).

Параметры V(p),  $\beta(p)$ ,  $\alpha(p)$ ,  $\rho_1$ ,  $\rho_{10}$ ,  $\rho_{21}$ ,  $\rho_{22}$  определяют как функции давления непосредственно из эксперимента. Для этого ставят специальные опыты на пробах газоконденсатных систем, взятых из месторождений, с созданием условий истощения в бомбе PVT. Падение давления в бомбе осуществляется контактным (расширение ее объема) и дифференциальным (выпуск газовой фазы из бомбы) способами.

На основе проб, отобранных из бомбы, путем составления соответствующих уравнений баланса масс определяют указанные параметры в зависимости от давления. По уравнениям (3.8) и (3.9) находят распределение давления p и насыщенность конденсата S в газоконденсатном пласте во времени и в пространстве.

Фильтрацию газоконденсатной системы можно изучать на основе бинарной системы в другой форме. Эта псевдобинарная модель описывается уравнениями

$$\operatorname{div}[\overline{v}_{2}\rho_{*}l_{1} + \overline{v}_{1}\rho_{2}(1 - g_{2})] = -m\frac{\partial}{\partial t}[S\rho_{*}l_{1} + (1 - S)\rho_{2}(1 - g_{2})]; \quad (3.10)$$

$$\operatorname{div}[\overline{v}_{2}\rho_{1}l_{2} + \overline{v}_{1}\rho_{2}g_{2}] = -m\frac{\partial}{\partial t}[S\rho_{1}l_{2} + (1-S)\rho_{2}g_{2}].$$
(3.11)

Здесь  $l_1$ ,  $l_2$  – соответственно массовая концентрация газа и стабильного конденсата в жидкой фазе;  $\rho_1$ ,  $\rho_2$  – соответственно плотность газовой и жидкой фаз;  $g_2$  – массовое содержание стабильного конденсата в газовой фазе.

Из уравнений (3.10), (3.11) следует, что для нахождения S и p в газоконденсатных пластах необходимо иметь зависимости  $l_1(p)$ ,  $l_2(p)$ ,  $g_2(p)$ ,  $\rho_1(p)$ , которые можно получить расчетным путем.

Нетрудно показать, что уравнения (3.10) и (3.11) баланса масс для фильтрации бинарной системы, выраженные через массовые концентрации,

$$l_{1} = \beta(p)\alpha(p)\frac{\rho_{12}}{\rho_{1}}; \ l_{1} = \rho(p)\frac{\rho_{12}}{\rho_{1}};$$
(3.12)

$$g_2 = \frac{\rho_{21}V(p)}{\rho_{10} + \rho_{21}(p)}; \ \rho_2 = \frac{\rho_1}{\rho_{10}} \Big[ \rho_{10} + \rho_{21}V(p) \Big], \tag{3.13}$$

приводятся к уравнениям (3.8), (3.9) баланса массы, выраженным через объемные соотношения.

Следовательно, системы уравнений (3.8), (3.9) и (3.10), (3.11) эквивалентны.

Уравнения в форме (3.8), (3.9) удобно использовать, когда искомые зависимости свойств фаз получены на основании экспериментальных данных, а уравнения в форме (3.10), (3.11) – когда зависимости определены по данным расчета.

Подход к описанию фильтрации газоконденсатных систем, использующий бинарную модель в виде (3.8), (3.9) и (3.10), (3.11), основан на предположении, что фазы в поровых каналах движутся отдельными слоями. Это учитывается использованием проницаемостей для каждой фазы. В частности, предполагается, что при давлении ниже давления начала конденсации выделяющийся из газообразной пластовой системы конденсат сразу же оседает на поверхности поровых каналов. Однако при этом не учитывается, что движение газоконденсатной системы в пласте сопровождается непрерывным снижением давления в каждом элементарном объеме пласта и выделением жидкой фазы из системы.

По формуле Стокса можно оценить максимальное время существования аэрозоля в статических условиях:

$$\tau_{\rm c} = 9\pi \ \mu \ a/(r^2 \ \rho_{\rm \kappa} \ g), \tag{3.14}$$

где  $\mu$  – вязкость газовой фазы; *a* – радиус порового канала, см; *r* – радиус капелек конденсата, см;  $\rho_{\rm k}$  – плотность конденсата, г/см<sup>3</sup>.

Нетрудно проверить, что для капелек конденсата размером  $10^{-4}$  см максимальное время составит десятки секунд, а выделенный объем газоконденсатной системы в призабойной зоне пласта за этот период пройдет несколько метров. Следовательно, если при эксплуатации скважины депрессия составляет 5-6 МПа (что типично, например, для скважин Вуктыльского месторождения), то давление в этом объеме системы может снизиться на доли или единицы мегапаскаля. В связи с этим можно сделать вывод, что, по крайней мере, в призабойной зоне скважин фильтрующаяся газоконденсатная система находится в аэрозольном состоянии.

Правомерность предположения об аэрозольном состоянии газоконденсатных систем подтверждается косвенными результатами исследований. Так, наблюдаемые в опытах различия в проницаемостях пористой среды при фильтрации газоконденсатных систем (нисходящий и восходящий потоки) объяснялись поперечной миграцией частиц дисперсной фазы. При этом предполагалось, что выделяющийся конденсат находится во взвешенном состоянии.

Были выполнены эксперименты для оценки проницаемости пористой среды при фильтрации разных газов: азота, природного газа и газоконденсатной системы с газоконденсатным фактором  $\Gamma = 3620 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . При этом вязкость и сжимаемость рассчитывали по псевдокритическим параметрам, а состав газа, выходящего из модели пласта, контролировали с помощью хроматографа. Эксперименты проводили в определенной последовательности. Сначала определяли проницаемость для азота при t = 19 °C. Перепады давления на модели изменялись от 0,054 до 0,212 МПа, а абсолютное давление — от 6,7 до 33,4 МПа. Проницаемость во всех случаях оказывалась равной 47±3 мкм<sup>2</sup>, т.е. при фильтрации азота ни перепад давления, ни абсолютное его значение не влияли на коэффициент проницаемости данной пористой среды.

Затем при t = 14,5 °C оценивали проницаемость при фильтрации природного газа. Перепады давления на модели изменялись от 0,082 до 0,217 МПа, а абсолютное давление – от 3,1 до 25,3 МПа. Коэффициент проницаемости снова оказался равным 47 мкм<sup>2</sup>. Для контроля была повторно определена проницаемость при давлении 16,7 МПа в начале и в конце серии; результаты получились идентичными.

Далее на той же модели провели серию экспериментов с фильтрацией газоконденсатной системы. Давление начала конденсации при 17 °C было равным 21,6 МПа. Абсолютное давление при экспериментах изменяли от 25,2 до 33,3 МПа.

По мере замещения природного газа в модели пористой среды газоконденсатной системы коэффициент проницаемости уменьшился с 47 мкм<sup>2</sup> для природного газа до 35 мкм<sup>2</sup> для газоконденсатной системы.

Отметим, что в таких условиях одновременное влияние коэффициентов вязкости и сжимаемости может изменить коэффициент проницаемости не более чем в 1,025 раза.

Поскольку, как уже упоминалось, проницаемость практически не зависит от состава газа, остается предположить, что вязкость, рассчитанная по псевдокритическим параметрам на основе закона соответственных состояний и хорошо подтвержденная экспериментальными данными для газовых смесей в вискозиметрах различного типа, в пористой среде на самом деле имеет иное значение. Это может происходить вследствие наличия в газовой фазе конденсата в аэрозольном состоянии.

Исходя из состава газоконденсатной системы массовое содержание  $C_{\rm M}$  компонентов, способных образовать конденсат, составляет 26,5 %, что соответствует объемному содержанию  $C_0 = 10$  %. Если для оценок использовать формулу Эйнштейна  $\mu = \mu_0(1 + 0.25C)$ , то вязкость на самом деле должна быть на 25 % больше принятой в расчетах. Это соответствует наблюдавшемуся изменению проницаемости пористой среды.

Таким образом, судя по результатам экспериментов, можно сделать вывод о том, что в процессе разработки газоконденсатных залежей, по крайней мере, часть конденсата находится в аэрозольном состоянии. На основании этого при математическом и физическом моделировании фильтрации газоконденсатных систем в пористой среде следует исходить из предположения, что конденсат может быть в двух возможных состояниях при непрерывном массообмене между ними: в аэрозольном и в виде жидкости, осевшей на поверхности поровых каналов или трещин.

Можно отметить аналогию между свойствами фазовых проницаемостей и общими результатами теории протекания, что позволяет расширить возможности моделирования двухфазных нелинейных течений, например, на электрических моделях. То же можно отнести и к проявлению начального градиента давления.

В целях проверки предположения об аэрозольном состоянии газоконденсатных систем было исследовано влияние ультразвуковых колебаний на состояние систем, выпускаемых из бомбы и фильтрующихся в пористой среде. Как известно, воздействие ультразвука на аэрозоли приводит к коагуляции взвешенных частиц жидкости, что обусловливает их быстрое осаждение. Естественно считать, что если фазы разделены, то ультразвук не влияет на состояние газоконденсатной системы, и наоборот, если газоконденсатная система аэрозоль, то «ультраозвучивание» в какой-то мере должно изменять параметры фильтрации системы.

Для проведения экспериментов использовали систему, составленную из газа и конденсата Вуктыльского месторождения, с давлением максимальной конденсации 5 МПа.

В первой серии экспериментов в бомбе газовая фаза выпускалась с темпом около З МПа/ч без озвучивания и после предварительного озвучивания ультразвуком частотой около 1 кГц (использовали ультразвуковой генератор УЗМ-1,5). После озвучивания выход C<sub>5+</sub> заметно уменьшился. Полученный результат вполне объясним, если предположить, что капельки конденсата находятся в аэрозольном состоянии.

Для исключения влияния возможной неравномерности выпуска системы из бомбы на результаты экспериментов опыты повторяли с темпом выпуска около 3 МПа/ч. Фракции С<sub>5+</sub> после озвучивания вообще не было обнаружено.

Во второй серии экспериментов исследовали влияние ультразвука на фильтрацию газоконденсатной системы через естественный керн, отобранный при бурении одной из скважин Вуктыльского месторождения. Проницаемость керна – 55 мкм<sup>2</sup>, пористость – 0,3, длина – 30 см.

Давление на входе в керн поддерживали равным 1 МПа, на выходе – 0,9 МПа. Перед началом опытов пористая среда насыщалась до стабилизации проницаемости. Без озвучивания проницаемость керна не изменялась. После включения ультразвуковой установки проницаемость керна уменьшилась и в последующем оставалась неизменной даже после прекращения озвучивания.

Анализ проб газоконденсатной смеси на хроматографе ХЛ-4 показал, что содержание тяжелых компонентов уменьшилось:  $C_{5+}$  – с 52 до 42,3 г/см<sup>3</sup>,  $C_4$  – с 0,45 до 0,3 молярных долей. Полученные результаты, очевидно, объясняются только выпадением конденсата в керне. Следовательно, поведение газоконденсатной системы в ультразвуковом поле качественно то же, что и в полой бомбе. Это позволяет считать обоснованным предположение об уменьшении проницаемости пористой среды в связи с коагуляцией частиц конденсата, находящихся во взвешенном аэрозольном состоянии.

## 3.2. ОЦЕНКА НАЧАЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

В разрезах газовых и газоконденсатных залежей наряду с газонасыщенными пластами, в которых процесс фильтрации описывается законом Дарси, имеются газонасыщенные пласты, в которых фильтрация газа происходит лишь при градиентах давления, превышающих некоторую величину — начальный градиент давления grad p. Наличие газонасыщенных пластов, в которых фильтрация происходит с начальным градиентом давления (далее такие пласты называют пластами с начальным градиентом давления, или пластами с grad  $p \neq 0$ ), установлено экспериментально в результате многочисленных лабораторных и промысловых исследований, проведенных в течение последних 15-ти лет. При этом определено, что газоотдача пластов с grad  $p \neq 0$  существенно меньше, чем пластов с grad p = 0. Газ из пластов с grad  $p \neq 0$  извлекается лишь в режиме истощения, вода в такие пласты практически не поступает. При разработке газовых и газоконденсатных залежей пласты малой толщины с grad  $p \neq 0$  превращаются в полупроницаемые мембраны, которые отдают газ и пропускают его через себя, но не отдают и не пропускают воду. Мощные толщи пород с grad *p* ≠ 0 разделяют газовую залежь на части, практически не связанные между собой в газодинамическом отношении. Столь существенное различие в закономерностях процессов фильтрации газа и воды в газонасыщенных пластах без начального градиента давления и с начальным градиентом давления обусловливает необходимость качественного разделения их в разрезе. Все газонасыщенные пласты с grad p = 0 кондиционны при любом режиме разработки; из газонасыщенных пластов с grad  $p \neq 0$  кондиционны лишь те, для которых обоснована возможность извлечения газа при оптимальном режиме разработки.

Выделение в разрезе газонасыщенных пластов с grad  $p \neq 0$  позволяет оптимизировать систему разработки газовых и особенно газоконденсатных месторождений на основе выявления и учета значимой площадной и вертикальной неоднородности разреза при фильтрации газа. Информация о неоднородности разреза необходима для обоснованного выбора мест заложения добывающих скважин, установления интервалов перфорации, а также для оценки коэффициентов газо- и конденсатоотдачи в зависимости от принятой системы разработки. Выявление пластов с начальным градиентом давления позволяет перейти к системам разработки на основе регулируемого вытеснения газа водой.

Для газонасыщенных пластов с grad  $p \neq 0$  выделение и оценка должны проводиться в процессе разведки залежей газа, так как знание их доли и распределения в разрезе необходимо для проектирования системы разработки. Указанные оценки по результатам разработки могут быть сделаны лишь после значительного падения давления в залежи.

Выделение в разрезе и оценка пластов с начальным градиентом давления требуют широкого использования результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также данных лабораторного изучения процессов фильтрации газа на образцах керна.

Экспериментально установлено, что в некоторых пористых средах, насыщенных газом и остаточной водой, фильтрация газа происходит лишь после создания градиента давления, превышающего некоторое начальное значение grad p, которое изменяется в широких пределах и в большинстве случаев тем выше, чем больше остаточная водонасыщенность  $S_{\rm B}$ , а также чем больше эффективное давление  $p_{\rm P}$ .

Представляется, что в газонасыщенных породах с grad  $p \neq 0$  часть поровых каналов перекрыта водными барьерами, которые газ преодолевает лишь начиная с определенного перепада давления. До достижения некоторого порогового предельного значения перепада давления (в расчете на единицу длины образца) движение газа через пористую среду не происходит. Явления создания и разрушения барьеров могут быть полностью или частично обратимы под действием капиллярных сил, а также за счет упругости защемленных в порах пузырьков газа.

Наличие начального градиента давления при фильтрации пузырьков газа подтверждено и лабораторными экспериментами на гидрофобизированных кварцевых капиллярах (диаметром до 10 мкм). При этом установлено, что начальный градиент давления определяется гистерезисом краевого угла смачивания, разницей косинусов отступающего и наступающего краевых углов, т.е. начальный градиент зависит от степени деформации пузырька газа при его фильтрации.

При наличии предельного градиента давления фильтрация газа между двумя точками пласта отсутствует, если перепад давления между этими точками  $\Delta p \leq \text{grad } pL$ , где L – расстояние между точками. В связи с этим, если при отборе газа через скважину из бесконечного пласта с grad  $p \neq 0$ , находившегося первоначально при давлении  $p_0$ , прекратить отбор, то давление восстановится не до пластового, а до более низкого значения  $p_i$ , которое определяется тем, что вблизи скважины распределение давления соответствует достижению предельного градиента:

$$p(r) = p_i + \text{grad } p(r - r_c),$$
 (3.15)

поэтому  $p_i = p_0 - \text{grad } pR$ , где R - радиус зоны дренирования скважины.

Таким образом, следствие наличия предельного градиента давления – недовосстановление давления в скважине после испытаний. Последнее подтверждено многочисленными промысловыми наблюдениями (в том числе и двухлетними после кратковременных испытаний).

По мере отбора газа из залежи при давлении  $p_3$  на забое скважины приток в нее из пластов с grad  $p \neq 0$  прекращается, когда вблизи скважины устанавливается неравномерное распределение давления по закону (3.15). В результате оказывается, что каждая скважина дренирует лишь прилегающую к ней часть пласта с grad  $p \neq 0$  радиусом

$$R_{\infty} = R = (p_0 - p_3)/\text{grad } p.$$
 (3.16)

Таким образом, из-за предельного градиента давления снижается как размер зоны дренирования, так и полнота извлечения газа из этой зоны.

Если газонасыщенный пласт A с начальным градиентом давления в разрезе контактирует с разрабатываемым пластом B без начального градиента, в котором при отборе газа пластовое давление понижается, то наряду с небольшими градиентами, направленными вдоль простирания пластов, возникают и значительные разности давлений поперек пласта A. В результате этого по мере снижения давления в пласте B газ будет поступать из пласта A в пласт B по всей площади контакта между ними. Дренирование пласта A будет происходить на глубину  $\Delta h$  от плоскости контакта пластов, равную

$$\Delta h = \Delta p_i / \text{grad } p, \ \Delta h \le h_i, \tag{3.17}$$

где  $\Delta p_i$  – снижение пластового давления на *i*-й момент времени в пласте *B*;  $h_i$  – толщина пласта с grad  $p \neq 0$ .

Очевидно, что в этом случае  $\Delta h$  изменяется в процессе разработки и зависит от давления забрасывания залежи. С учетом зависимости grad p формулу (3.17) необходимо уточнить следующим образом:

$$\Delta h = \int_{\text{grad } p_i(p)}^{p_0} \frac{dp}{dp}, \quad \Delta h \le h_i, \tag{3.18}$$

где  $p_i$  – текущее давление в пласте A.

Следует отметить, что газоотдача пласта с начальным градиентом также должна нелинейным образом зависеть от начального градиента давления.

Газ из пластов с grad  $p \neq 0$ , поступая в пласты с grad p = 0, будет компенсировать отбор газа из них, замедляя падение давления в залежи.

Таким образом, пласты с начальным градиентом подключаются в разработку при снижении давления в залежи, давая тем самым вклад в извлекаемые запасы газа в залежи. Переток газа из пластов с grad  $p \neq 0$  в разрабатываемые пласты с grad p = 0 приводит к тому, что темп снижения давления в залежи по мере отбора газа снижается. Подобные случаи зафиксированы на большинстве газовых месторождений (в том числе таких, как Медвежье, Газли, Шебелинское и др.). Учет этих эффектов необходим для правильной оценки запасов газа и коэффициентов газо- и конденсатоотдачи, а также прогноза последних.

В газонасыщенных пластах, в которых фильтрация газа происходит с начальным градиентом давления, для фильтрации воды также существует начальный градиент. Экспериментально установлено, что отношение начальных градиентов воды и газа близко к отношению вязкостей воды и газа.

Это приводит к тому, что при внедрении воды в газовую залежь полнота вытеснения газа водой  $\mu_{r.B}$  при движении воды по напластованию пород примерно в 2 раза меньше, чем  $\mu_{r.B}$  при движении воды поперек напластования. Газонасыщенные пласты с начальным градиентом давления по газу (grad  $p \ge 0.01$  МПа/м и более) превращаются в полупроницаемые мембраны, которые пропускают вверх газ и не пропускают воду. Последнее необходимо учитывать при разработке газовых и особенно газоконденсатных залежей как при расста-

новке добывающих скважин и определении оптимального положения в них интервалов перфорации, так и при применении различных систем поддержания пластового давления. В реально осуществимых условиях заводнения газовых залежей вторжения воды в пласты с начальным градиентом не происходит.

Таким образом, вследствие наличия начального градиента давления при фильтрации газа и соответственно воды эффективная газонасыщенная толщина при режиме истощения больше, чем при водонапорном режиме или при эксплуатации газовой залежи с поддержанием пластового давления закачкой воды. В последнем случае для увеличения коэффициента газоотдачи целесообразно снижать начальное пластовое давление к концу разработки залежи.

Наличие в газонасыщенных пластах начального градиента давления обусловливает необходимость при подсчете извлекаемых запасов газа и конденсата учитывать все газонасыщенные пласты с grad p = 0, а газонасыщенные пласты с grad  $p \neq 0$  включать в извлекаемые запасы лишь при условии, что для них обоснован коэффициент газоотдачи.

Методика выделения и оценки газонасыщенных пород с grad  $p \neq 0$  включает следующие этапы работ.

I. Предварительное диагностирование газонасыщенных пород с grad  $p \neq 0$  по каротажу.

II. Выявление пород с grad  $p \neq 0$  по результатам лабораторного изучения образцов керна.

III. Оценка начального градиента давления и зависимости grad p(p) на образцах керна.

IV. Промысловые исследования пород с grad  $p \neq 0$ .

V. Уточнение правил выделения по данным каротажа пород с grad  $p \neq 0$ .

Рассмотрим каждый из указанных этапов.

I. Предварительное диагностирование газонасыщенных пород с grad  $p \neq 0$  по каротажу. Цель работ на этом этапе – выделение в разрезе всех газонасыщенных пластов, в которых наиболее вероятно наличие начального градиента давления при фильтрации газа, а также ранжирование их по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). В результате этих работ определяют число пластов, однородных по ФЕС, которые необходимо исследовать на наличие начального градиента давления.

Выделение по данным каротажа пластов, в которых вероятно grad  $p \neq 0$ , проводят путем вычитания из суммы всех газонасыщенных отложений доли пород, представленной пластами заведомо без начального градиента давления. К пластам с grad p = 0 относят газонасыщенные пласты, в которых по каротажу фиксируется вытеснение газа водой или воды газом в прискважинной части пласта в процессе формирования или расформирования зоны проникновения, образующейся в результате разбуривания продуктивных отложений или при специальной закачке в пласты индикаторного флюида с вязкостью, большей вязкости газа. Ранжирование по ФЕС пластов, в которых вероятно grad  $p \neq 0$ , проводят по данным каротажа и результатам изучения m,  $S_{\rm B}$  и  $k_{\rm r}$  на образцах керна из этих пластов.

**II. Выявление пород с grad**  $p \neq 0$  по результатам лабораторного изучения образцов керна. Цель работ – определение наличия начального градиента при фильтрации газа в каждом пласте, выделенном на этапе I. В результате этих работ определяют породы, в которых grad  $p \neq 0$ .

III. Оценка начального градиента давления и зависимости grad p(p) на образцах керна. Цель работ – количественная оценка средних значений grad p

для каждой совокупности пластов по  $\Phi EC$ , а также определение для них усредненных зависимостей grad p(p). В результате этих работ выявляют совокупности пород, из которых можно извлечь газ в процессе разработки залежи, а также устанавливают исходные данные для оценки газоотдачи из этих пластов.

**IV. Промысловые исследования пород с grad**  $p \neq 0$ . Цель работ – получение промысловых данных, подтверждающих возможность извлечения газа из пластов с grad  $p \neq 0$ , выделенных на этапе III. Результат этих работ – выделение пластов с grad  $p \neq 0$ , содержащих извлекаемые запасы газа при оптимальном режиме разработки исследуемой залежи.

**V. Уточнение правил выделения по данным каротажа пород с grad**  $p \neq 0$ . Цель работ – установление статистических правил наиболее достоверного выделения в разрезе по результатам каротажа пластов с grad  $p \neq 0$ , из которых можно извлечь газ при разработке залежи. Результат этих работ – выделение в разрезе всех пробуренных скважин газонасыщенных пластов с grad  $p \neq 0$ , содержащих извлекаемые при оптимальном режиме разработки запасы газа.

Увязку всех результатов изучения газонасыщенных пород, характеризующихся наличием начального градиента давления, с данными каротажа проводят в связи с тем, что лишь данные каротажа позволяют дифференцировать по ФЕС всю вскрытую скважинами толщину исследуемой залежи. Тем самым данные каротажа, прокалиброванные по результатам гидродинамических исследований, позволяют воссоздать геолого-промысловую модель залежи, по которой можно провести гидродинамические расчеты, необходимые для оценки извлекаемых запасов газа и конденсата, а также для выбора оптимального режима разработки залежи.

Выделение газонасыщенных пород с начальным градиентом давления по данным каротажа позволяет качественно выявить пласты, для которых необходимы количественные оценки начального градиента. Эту задачу решают по результатам изучения образцов керна в определенной последовательности.

В пределах каждой совокупности пластов (группа по ФЕС, выделенная по каротажу как вероятно обладающая предельным градиентом давления) исследуют однородность слагающих ее пород. С этой целью для пород каждой группы анализируют распределения величин m,  $k_r$  и  $S_{\rm B}$ , определенные на образцах керна, который отобран из интервалов разреза, представленных породами этой группы согласно данным каротажа. Группа однородна в масштабе образцов керна и в большем масштабе, если m и  $S_{\rm B}$  распределены по закону, близкому к нормальному, а  $k_r$  – по закону, близкому к логарифмически нормальному. Для таких групп определяют средние значения m,  $S_{\rm B}$  и  $k_r$  и их  $\sigma$ . Если какая-либо группа пород неоднородна, то она в дальнейшем характеризуется минимальными m и  $k_r$  и максимальными  $S_{\rm B}$ . Для групп, представленных тонким переслаиванием пород с разными ФЕС, определяют среднюю долю пород каждого типа в пределах пласта.

Для лабораторных исследований на начальный градиент давления можно использовать образцы керна, отобранного в скважинах, которые пробурены как на безводных, так и на водных промывочных жидкостях (ПЖ). Это обусловлено тем, что в породы с grad  $p \neq 0$  практически не проникает фильтрат ПЖ. Образцы керна представительны для выявления пород с grad p, если они отвечают следующим требованиям.

1. При выбуривании керна и подъеме его на поверхность не нарушены структура пород и распределение в них газа и воды. Это контролируют по результатам измерения на кернах электрических и акустических параметров. При этом акустические параметры используют для обнаружения нарушений структуры, вызывающих искусственную трещиноватость пород. Она устанавливается по затуханию упругих волн. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пород позволяет контролировать неизменность распределения в породе газа и воды, а в случае отбора керна на водной ПЖ – и сохранность структуры. Образец керна представителен, если его УЭС при термобарических условиях пласта  $\rho_{pT}$ соответствует УЭС пласта  $\rho_{n}$ , т.е. выполняется соотношение

$$|\rho_{pT} - \rho_{\pi}| \le 2\sigma_{\rho}; \tag{3.19}$$

$$\sigma_{\rho} = \sqrt{(\sigma_{\rho_{\rho T}})^2 + (\sigma_{\rho_n})^2}, \qquad (3.20)$$

где  $\sigma_{\rho_n \tau}$ ,  $\sigma_{\rho_n}$  – погрешность оценки УЭС соответственно по керну и каротажу.

Измерения  $\rho_{pT}$  возможны на образцах стандартных размеров, так как они проводятся в специальных кернодержателях. С учетом этого предварительно представительность образцов керна определяют по измерениям УЭС скола  $\rho$ (скол – это образец горной породы с конфигурацией, определяемой диаметром колонковой трубы и условиями отбора). Для этого по нескольким образцам устанавливают зависимость  $\rho_n = f(\rho)$ . Затем по исследуемому сколу определяют  $\rho$ ; от  $\rho$  по зависимости  $\rho_{pT} = f(\rho)$  переходят к  $\rho_{pT}$ , а затем по соотношению (3.19) определяют сохранность образца. Если соотношение (3.19) соблюдается, то скол пригоден для дальнейших исследований; в противном случае он непригоден для выявления grad p.

2. Из групп, однородных в масштабе образцов керна, пригодны любые, случайным образом отобранные образцы. Из неоднородных групп для исследований на grad p пригодны образцы с предельными значениями m,  $S_{\rm B}$  и  $k_{\rm r}$ . Так как m и  $S_{\rm B}$  по стандартным методикам оценивают лишь после изменения насыщения, то для классификации образцов предварительно используют данные косвенных методов. Дальнейшие работы проводят лишь на представительных сколах.

Из скола выпиливают не менее двух образцов керна: один – ориентированный вдоль напластования, а другой – поперек него. Образец, выпиленный по напластованию, используют для обнаружения grad p в исследуемой породе, а образец, выпиленный поперек напластования, – для оценки grad p (так как газ из пород c grad  $p \neq 0$  практически извлекается за счет перетока во вмещающие пласты c grad  $p \neq 0$ ) и для выявления пород, в которых имеются практически непроницаемые прослои (обычно глины), исключающие перетоки газа во вмещающие породы.

Из представительных сколов изготовляют образцы цилиндрической формы, размеры которых определяются конструкцией кернодержателя измерительной аппаратуры. Образцы пород (керны) получают механической обработкой сколов с применением трансформаторного масла в качестве охлаждающей жидкости.

Для изготовления образцов керна из сколов используют вертикальносверлильный, абразивно-отрезной станки и наждачный круг с приводом. Образцы изготовляют выбуриванием алмазной коронкой из скола с последующим подрезанием торцов алмазно-абразивным кругом или подравниванием их на наждачном круге. В случае если образцы керна представлены слабосцементированными породами, использование вертикально-сверлильного станка для выбуривания нежелательно, так как образцы разрушаются. В таких породах с помощью алмазно-абразивного круга вырезают кубические образцы, а затем на наждачном круге (без промывки и охлаждения) обтачивают грани. Время процесса выбуривания образцов керна и их консервации (в поливинилхлоридный пакет, резиновую манжету) не должно превышать 10 мин.

После изготовления образца керна на нем измеряют УЭС при термобарических условиях пласта. При этом пластовое давление может быть равно атмосферному, но давление обжима должно соответствовать эффективному давлению  $p_{3\Phi} = p_r - p_0$ .

Пластовую температуру можно не воспроизводить, но необходимо определять температуру, при которой находят УЭС, а затем вносят температурную поправку, равную  $\rho_{\pi.B}/\rho_{BT}$ , где  $\rho_{\pi.B}$ ,  $\rho_{BT}$  – УЭС пластовой воды соответственно при пластовой температуре и лабораторных измерениях.

Образец керна пригоден к дальнейшим исследованиям, если соблюдается соотношение (3.19). Затем образцы взвешивают на аналитических весах. После этого представительные образцы готовы к исследованиям на наличие начального градиента давления при фильтрации газа.

Можно использовать стандартную аппаратуру для исследования проницаемости кернов, например типа АКМ-2 или УИПК-IV. Аппаратура рассчитана на давление газа до 30 МПа, давление обжима до 80 МПа, температуру обогревающего теплоносителя до 80 °C. Она позволяет измерять ртутным дифманометром перепад давления до 0,1 МПа с точностью ±100 Па. Испытания проводят на пластовом газе или газе, вязкость которого приблизительно равна вязкости пластового газа (± 10 %).

После окончания эксперимента постоянство остаточной водонасыщенности контролируют путем повторного взвешивания образца и по УЭС. Для образцов с неизменной остаточной водонасыщенностью определяют grad *p*. Отношение установившегося перепада давления к длине образца принимается за предельный градиент давления, МПа,

$$v_{\rm r} = \Delta p'/l, \tag{3.21}$$

где  $\Delta p'$  – остаточный перепад давления, МПа; *l* – длина образца, м.

В тех случаях когда установленные величины v<sub>r</sub> малы и соизмеримы с погрешностью оценки  $\Delta p'$ , проводят оценки начального градиента давления при фильтрации жидкости v<sub>ж</sub>, что повышает достоверность диагностирования пород с v<sub>r</sub>  $\neq 0$ . При исследовании пород из газоконденсатных залежей в качестве фильтрующей жидкости используют пластовый конденсат, при исследовании пород из газовых залежей – солевой раствор, который исключает разбухание глин в образце, например раствор CaCl<sub>2</sub>. Выявление v<sub>ж</sub> значительно проще, так как v<sub>ж</sub>/v<sub>r</sub>  $\approx \mu_{\rm s}/\mu_{\rm r}$ , где  $\mu_{\rm s}$  – вязкость фильтрующейся жидкости.

На образцах керна из групп, для которых выявлено наличие начального градиента давления при фильтрации газа вдоль напластования пород, проводят исследования по оценке  $v_r$  при фильтрации газа поперек направления напластования. Работы выполняют с целью выявить породы с непроницаемыми по газу прослоями при максимальном градиенте давления, который может быть реализован в пластовых условиях. Последний определяется из соотношения  $p_0$  и конечного давления (на конец разработки залежи)  $p_{\kappa} = \exp(1293 \cdot 10^{-9} H \rho_{\mu})$ , где H – средняя глубина залегания залежи, м;  $\rho_{\rm B}$  – относительная плотность пластового газа по воздуху. Далее находят  $\Delta p' = p_0 - p_{\kappa}$ .

В результате проведенных работ выявляют группы, в которых по напластованию пород происходит фильтрация газа с начальным градиентом, и группы, в которых поперек напластования происходит фильтрация при градиентах давления, реализуемых в пластовых условиях. Очевидно, что все эти породы газонасыщенны.

В дальнейшем лишь эти группы пород относят к породам с начальным градиентом давления. Породы, в которых фильтрация газа отсутствует, относят к породам, содержащим забалансовый газ, и их при проектировании системы разработки залежи считают непроницаемыми породами. Породы, для которых установлено, что при движении газа вдоль напластования grad p = 0, считают отложениями без начального градиента давления.

В пределах уточненных совокупностей газонасыщенных пород с grad  $p \neq 0$ проводят исследования по оценке grad p и установлению зависимости grad p(p). При этом все последующие лабораторные исследования выполняют лишь на образцах керна, выделенных перпендикулярно к направлению напластования пород. При исследовании пород из неоднородных групп целесообразно использовать колонки кернов, состоящие из нескольких образцов, которые представляют все составляющие пород в том же соотношении, в каком они находятся в пластовых условиях. Последнее определяют по данным каротажа в рамках модели анизотропного пласта или по результатам изучения образцов керна в интервалах разреза, где вынос керна из пород указанных неоднородных подгрупп равен 100 %. Исследования проводят с использованием кернодержателя. Применение колонок кернов целесообразно и для пород из однородных групп, так как с увеличением l можно работать при больших перепадах давления.

Измерения для оценки grad p и установления вида зависимости grad p(p)выполняют с воспроизведением начального пластового давления и пластовой температуры с использованием при фильтрации пластового газа. При исследовании кернов газоконденсатных месторождений при фильтрации используют пластовую смесь газа с конденсатом; при этом перед началом эксперимента при минимально возможных перепадах осуществляют прокачку не менее пяти объемов пор смеси через образец для удаления из образца жидкого конденсата, выпавшего при подъеме керна из пласта на поверхность. После этого проверяют стабильность УЭС образца. Если оно не изменилось и соответствует  $\rho_{\pi}$  [см. соотношение (3.19)], то образец повторно взвешивают, и он готов для исследования на grad p.

Начальный градиент давления и зависимость grad p(p) устанавливают по выравниванию давлений на входе и выходе образца (колонки образцов керна из неоднородных групп).

Работы по установлению grad p(p) проводят следующим образом.

В экспериментальной установке создают давление обжима, соответствующее  $p_{3\phi}$ . Пластовая температура, давление газа на входе и выходе из образца соответствуют пластовым условиям в начале разработки. Давление обжима и температуру теплоносителя во время испытания образцов поддерживают неизменными. Перед началом экспериментов по определению начального градиента установку выдерживают при заданных параметрах в течение 1-2 ч, а иногда и более в зависимости от длины колонки образца и характеристик пористой среды. Стабильность всех параметров – необходимое условие начала опыта.

При перекрытом кране на входе в колонку или патрон и неизменном давлении на входе в образец снижают давление на выходе из образца на значение, которое соответствует чувствительности измерительной аппаратуры, и наблюдают в течение 3-4 ч, изменяются ли давление на входе и перепад давления и есть ли признаки фильтрации. Перепад давления измеряют дифференциальным манометром (типа ДМ, ДМЭ, ДСЭ, ДСП, которые при давлении до 64 МПа позволяют измерять перепады давления в пределах от 0,004 до 0,63 МПа).

В отсутствие течения газа и изменений давления (перепада давления) вновь снижают давление на то же значение и наблюдают за приборами. Такое ступенчатое снижение давления и соответствующие наблюдения выполняют до возникновения фильтрации. После этого снимают пять-шесть точек прямого хода (увеличивая перепад давления  $\Delta p$ ) и пять-шесть точек обратного хода зависимости  $Q = f(\Delta p)$ , уменьшая перепад давления от максимально достигнутого при постоянном давлении на входе до значения, при котором возникла фильтрация.

### 3.3. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ПРОТЕКАНИЯ

Теория протекания (или перколяции, от англ. percolation – просачивание, фильтрование) – очень молодая наука. Первую работу в этой области опубликовали в 1957 г. английские ученые Бродбент и Хаммерсхи в связи с изучением задачи о просачивании газа в угольный адсорбент противогазовой маски. Угольный порошок представляет пористую среду, в которую может проникать газ и адсорбироваться на поверхности частичек угля. Если поры достаточно широки и хорошо связаны друг с другом, то газ проникает внутрь пористой среды. В противоположном случае газ не проникает дальше поверхности угля. Теория протекания изучает условия, при которых жидкость (или газ) подается в некоторую область пористой среды и распространяется по порам сколь угодно далеко от исходного места.

Рассмотрим простейшую модель, на которой можно продемонстрировать основные понятия теории перколяции. Представим пористую среду в виде регулярной структуры – квадратной проводящей металлической сетки (рис. 3.4). Пусть к двум противоположным сторонам квадрата подключена разность потенциалов. Очевидно, что схема на рис. 3.4 представляет собой замкнутую электрическую цепь, по которой течет ток. Будем случайным образом блокировать отдельные узлы схемы и изучать, как изменяется электрическое сопротивление в зависимости от числа блокированных узлов. Блокирование узлов состоит в перерезании всех четырех проходов, подходящих к этому узлу. На рис. 3.5, где приведен фрагмент решетки, блокированные узлы отмечены зачерненными кружками, неблокированные – светлыми. Очевидно, что через «черный» узел электрический ток не протекает вообще, через «белый» течет во всех направлениях.

Понятно, что с увеличением числа заблокированных узлов общая электрическая проводимость сетки уменьшается. Обозначим через X отношение числа блокированных узлов к общему числу узлов в решетке. При увеличении X электрическая проводимость уменьшается, и при некотором значении  $X_y$ , которое называют критическим (пороговым), или порогом протекания, она обращается в нуль. Это означает, что не осталось ни одного пути, связывающего левую и правую границы исходной решетки. При достаточно большой решетке (большом числе узлов) величина  $X_y$  не зависит от выбора блокированных узлов и равна примерно 0,41. На основании этого в дальнейшем будем предполагать, что имеем дело с бесконечными решетками.

Рассмотренная задача носит название задачи узлов. Аналогичным образом можно рассмотреть задачу связей. При этом случайным образом разрезают со-



Рис. 3.4. Модель пористой среды

Рис. 3.5. Фрагмент решетки

единительные электрические провода (связи), соединяющие два соседних узла решетки. Обозначим через X долю разорванных связей по отношению к общему числу связей в решетке, через  $X_{\rm kp}$  – критическое значение этой величины, при достижении которого прекращается прохождение тока через решетку. Показано, что  $X_{\rm kp} = 0,5$ . Таким образом,  $X_{\rm kp} > X_y$ . Это неравенство означает, что, заблокировать систему легче, вырезая узлы решетки, чем разрезая связи. Доля блокированных узлов, при которой прекращается ток, меньше, чем доля разорванных связей. Это понятно, так как при блокировании одного узла разрывается не одна связь, а все связи, входящие в данный узел.

В качестве примера приведем пороговые значения  $X_{\rm kp}$  и  $X_y$  для плоских решеток трех видов:

D	$X_{\kappa p}$	$X_y$
Решетка:	0.05	05
треугольная	0,65	0,5
квадратная	0,5	0,41
шестиугольная	0,35	0,30

Протекание электрического тока через решетку возможно лишь при условии, что существует хотя бы одна цепочка связанных между собой узлов, соединяющая противоположные стороны решетки, к которым подключена разность потенциалов. Совокупность связанных узлов (и вообще элементов) принято называть кластером (от англ. cluster – гроздь, кисть). Очевидно, когда доля разорванных связей или блокированных узлов мала, существует бесконечный кластер неразорванных связей или связанных узлов, по которому происходит протекание тока. И наоборот, при доле числа разорванных связей и блокированных узлов, близкой к единице, эти кластеры имеют ограниченные (конечные) размеры и представляют собой россыпь изолированных включений разных размеров. Отсюда следует, что для возникновения тока через систему необходимо появление бесконечного кластера связей или узлов, поэтому величину 1 –  $X_{\rm кр}$  или 1 –  $X_{\rm y}$  называют также порогом протекания.

Другим примером решетки, на котором удобно моделировать развивающиеся, ветвящиеся процессы, является решетка, или дерево, Бете (от фамилии известного немецкого физика Ганса Бете), которая изображена на рис. 3.6. Кружки представляют собой узлы решетки, причем светлые обозначают узлы, которые передают поступивший к ним сигнал, а зачерненные — узлы, которые принятый сигнал блокируют. Число линий, выходящих из каждого узла, может быть произвольным, но одинаковым для всех узлов. Обозначим это через q. Для решетки на рис. 3.6 q = 3.

Допустим, что рассматриваемая система ничем не ограничена и имеет бесконечное число узлов. Тогда можно поставить вопрос: распространяется ли сигнал, вышедший из точки A, на бесконечное расстояние или же через конечное число шагов будет заблокирован? Очевидно, что это зависит от относительной доли белых кружков. Нетрудно подсчитать величину порога протекания в данном случае. Каждый «белый» узел передает сигнал ближайшим q узлам. Среднее число узлов, которое передает его дальше, равно, очевидно, qX, где X – доля белых узлов. Значит, после каждой передачи каждый белый узел вводит в работу qX новых узлов. Таким образом, величина qX является неким коэффициентом размножения системы. Для того чтобы процесс не останавливался, необходимо соблюдение условия  $qX \ge 1$ . Отсюда следует, что критическая концентрация  $X_{\rm xp} = 1/q$ .

Проанализируем еще одну задачу теории перколяции – задачу твердых сфер. Представим, что в сосуде находится большое число шариков, одна часть которых изготовлена из алюминия, а другая – из пластика. Шарики заранее тщательно перемешаны. При укладке шариков сосуд следует хорошо потрясти, чтобы добиться их максимального уплотнения. Ко дну и к крышке плотно закрытого сосуда подсоединяют разность потенциалов. Поскольку алюминий является хорошим проводником, существует критическая доля  $X_0$  шариков из алюминия, при которой возникает ток через сосуд, т.е. система становится проводящей. Установлено, что  $X_0 \approx 0.25$ . При этом доля объема алюминиевых шариков в объеме всего сосуда составляет примерно 0.16. Интересно, что это значение оказывается примерно постоянным независимо от того, используются шарики одного или разных размеров.

В качестве последнего примера рассмотрим задачу об уровне протекания. Представим себе следующую образную картину. Некая горная страна полно-



Рис. 3.6. Пример решетки Бете
стью находится под водой. По мере снижения уровня воды над ее поверхностью сначала показывается самая высокая вершина, затем все большие участки земли появляются над водой. Очевидно, вначале поднявшиеся над уровнем воды участки земли будут представлять собой отдельные острова. Поставим вопрос: до какого уровня должна опуститься вода, чтобы исчез последний водный путь через всю горную систему? Ясно, что такой путь существует, пока определенная часть перевалов не вышла из воды. Уровень воды, при котором появляется или исчезает водный путь, называют уровнем протекания. Его определение представляет собой плоскую задачу теории протекания.

Чтобы сформулировать пространственную задачу, изменим исходное описание. Допустим, что плоскость хаотически раскрашена белой и черной краской. Обозначим долю площади, закрашенной белой краской, через X. При малых X белые участки образуют изолированные острова, а при больших X изолированы, наоборот, черные участки. Очевидно, существует критическое значение  $X_{\rm кр}$ , при котором появляется или исчезает непрерывный путь по белым областям. Таким же образом можно рассмотреть объемную задачу.

Можно показать, что при некоторых простых условиях уровень протекания в плоской задаче равен 0,5. Действительно, при равной вероятности возникновения черных и белых областей, если  $X_{\rm кр} > 0,5$  для белых областей, значит,  $X_{\rm кр} < 0,5$  – для черных, что не согласуется с принятой гипотезой.

В результате расчетов установлено, что уровень протекания в объемной задаче равен 0,16. Вполне понятно, что это значение должно быть близким к критической объемной концентрации шариков одного сорта в задаче твердых сфер.

Рассмотрим теперь с позиции теории протекания некоторые эффекты при движении жидкости и газа в пористых средах.

**Фазовые проницаемости.** Известно, что при совместном движении двух фаз и более в пористой среде характер течения существенно отличается от однофазного. В частности, одна из фаз при малых насыщенностях является неподвижной. Эта фаза находится в пористой среде в диспергированном состоянии в виде изолированных капель или включений, окруженных со всех сторон другой фазой, поэтому вследствие действия капиллярных сил капельки жидкости оказываются неподвижными. Используя терминологию теории протекания, можно сказать, что неподвижная жидкость находится в пористой среде в виде кластеров ограниченных размеров. С увеличением насыщенности размеры и число этих кластеров возрастают, и при достижении некоторого порогового значения образуется бесконечный кластер этой фазы. От начальной до конечной точки течения можно провести непрерывную траекторию, проходящую через поровые каналы, занятые полностью или частично только одной жидкостью. При повышении насыщенности порового пространства данной фазой сопротивление ее движению снижается.

Задавливание несмачивающей жидкости в пористую среду. Подобный процесс лежит в основе метода ртутной порометрии, в котором по данным о количестве проникшей в образец пористой среды ртути при разных давлениях строят кривую распределения пор по размерам. Очевидно, для того чтобы ртуть проникла в капилляр радиусом R, необходимо повысить давление на величину  $2\sigma/R$ , где  $\sigma$  – поверхностное натяжение. При малых давлениях жидкость может попасть только в самые большие поровые каналы. Поскольку их относительное число невелико, жидкость не может проникнуть в образец пористой среды дальше приповерхностного слоя. Это означает, что каналы, через которые при определенном давлении может проходить жидкость, образуют только ограни-

ченные кластеры. При повышении давления жидкость проникает во все более мелкие каналы, и по достижении некоторого критического уровня происходит явление *прибоя*. Пропускающие жидкость капилляры образуют связанную систему, пронизывающую всю пористую среду. Начиная с этого уровня жидкость просачивается через образец пористой среды.

**Явление начального градиента давления.** Исходя из этих соображений аналогичным образом можно объяснить явление начального градиента давления при фильтрации газа через пористую среду. Известно, что это явление возникает при наличии в материале глины и в присутствии остаточной воды. Из-за глины проницаемость и, следовательно, размеры поровых каналов имеют пониженные значения. Присутствие небольшого количества связанной воды приводит к появлению менисков. Вследствие наличия отступающих и наступающих менисков необходимо приложить определенный перепад давления. Для того чтобы началось движение газа, приложенный перепад (на единицу длины образца) должен превысить некоторое критическое значение, при котором поровые каналы, в которых мениски стронулись, объединяются в единую связанную систему.

Влияние литологического состава на проницаемость пористой среды. Представим, что пористая среда состоит из материалов двух сортов – проницаемого, например песчаника, и непроницаемого – глины, равномерно перемешанных между собой. Обозначим концентрацию проницаемой части через X. Очевидно, что при малых концентрациях пористая среда будет непроницаемой и существует некоторое пороговое значение  $X_0$ , по достижении которого пористый материал начинает пропускать жидкость или газ. Такая ситуация может быть промоделирована задачей твердых сфер, рассмотренной выше.

Проблема нефтеотдачи. Повышение нефтеотдачи пластов, как известно, является главной задачей нефтедобывающей промышленности, поэтому важное значение имеет выявление факторов и причин, влияющих на нее. Некоторую оценку возможной нефтеотдачи можно сделать на основе аналогии с задачей об уровне протекания.

В процессе вытеснения нефти водой весь продуктивный пласт разбит на области, занятые водой (белая краска) и нефтью (черная краска). Очевидно, что, пока существуют сквозные пути по черным (нефтяным) областям, нефть продолжает двигаться и нефтеотдача растет. По достижении уровня протекания нефть оказывается в пористой среде в виде изолированных целиков и вытеснение ее из пласта прекращается.

## 3.4. ФРАКТАЛЬНЫЕ СВОЙСТВА ФИЛЬТРАЦИИ

Ученым Мандельбротом было введено новое понятие – фрактал (от лат. fraktus – дробный, ломаный). Оказалось, что многие хорошо известные процессы имеют в действительности фрактальный характер. В частности, фрактальные свойства имеют и фильтрационные потоки.

Фракталами называют геометрические объекты (более точное определение будет дано ниже) – линии, поверхности, пространственные объекты, имеющие сильно изрезанную форму и обладающие некоторыми свойствами однородности и самоподобия.

Показателен следующий пример. Известным английским физиком

Л.Ф. Ричардсоном была предпринята попытка измерить длину морского побережья острова Британия. С этой целью он выбрал следующий, естественный для обычных гладких кривых, способ определения этой длины. Линию побережья на детальной карте Британии он изобразил в виде замкнутой ломаной линии, составленной из отрезков постоянной длины a, все вершины которой располагались на побережье. Длину  $L_a$  ломаной ученый принял за приближенное значение длины побережья, соответствующее значению a. Предполагалось, что при уменьшении a соответствующее значение длины аппроксимирующих ломаных  $L_a$  будет стремиться к определенному конечному пределу (как, например, в случае окружности), который и следует принять за длину морского побережья. Однако в отличие от гладкой кривой – окружности линия морского побережья оказалась настолько изрезанной, вплоть до самых малых масштабов, что с уменьшением длины звена аппроксимирующей ломаной a значение  $L_a$  неограниченно возрастало.

Чтобы разобраться в понятии «фрактал», обратимся к так называемой кривой Коха, которая получается следующим образом (рис. 3.7). Возьмем равносторонний треугольник со стороной, равной единице. Каждую сторону разделим на три равные части и отбросим среднюю часть длиной, равной одной трети (рис. 3.7, *a*). На каждой стороне соединим внутренние концы получившихся двух отрезков ломаной, состоящей из двух звеньев длиной, равной одной трети. На следующем этапе эту же операцию повторим с каждым из отрезков длиной 1/3 (рис. 3.7, *б*) и так до бесконечности (третий шаг показан на рис 3.7, *в*).

На первый взгляд кажется, что получаемая последовательность сходится к некоторой замкнутой гладкой кривой, например к окружности. Однако на самом деле это не так. Длина получаемой в пределе линии стремится к бесконечности. Действительно, на *n*-м шаге длина отрезка ломаной равна  $l_n = (1/3)^n$ . Очевидно, что на каждой стороне треугольника на *n*-м шаге построено 4<sup>n</sup> отрезков, и общее число отрезков равно  $N_n = 3 \cdot 4^n$ . Таким образом, общая длина получаемой кривой на *n*-м шаге

$$L_n = N_n l_n = 3(4/3)^n \quad \text{i} \lim_{n \to \infty} L_n = \infty.$$

Получается, что непрерывная кривая, расположенная в ограниченной области плоскости, имеет бесконечную длину. Схожее свойство имеют траектории частиц при броуновском движении. Если вести наблюдение за движением броуновской частицы в замкнутой области в течение определенного времени, то



Рис. 3.7. Пример прямой-фрактала

видно, что траектория четко определена, и ее можно просто нанести на лист бумаги. Понятно, что размерность этой линии (траектории) равна единице. Однако чем больше время наблюдения, тем плотнее траектория заполняет плоскость. Хорошо известно следующее свойство броуновской траектории. Предположим, что положение броуновской частицы фиксируется с точностью є. Тогда для любого сколь угодно малого значения є можно указать такое конечное время  $t(\varepsilon)$ , что траектория частицы будет неотличима от плоскости в следующем смысле.

Выберем произвольную точку на плоскости и зададимся произвольно малым числом. Тогда найдется такой момент времени  $t(\varepsilon)$ , что при  $t > t(\varepsilon)$  найдутся точки траектории частицы, находящиеся от выбранной точки на расстоянии, меньшем  $\varepsilon$ . Таким образом, с точностью до  $\varepsilon$  траектория покрывает всю плоскость. Мы сталкиваемся здесь с необычной ситуацией: линия, имеющая размерность, равную единице, в некотором смысле неотличима от плоскости, имеющей размерность, равную двум. Для характеристики таких объектов ученым Хаусдорфом была введена размерность, которая оказалась удобным определением, позволяющим различать в некотором смысле степень сложности траекторий. Эта размерность вводится следующим образом.

Рассмотрим, например, линию на плоскости. Будем покрывать эту линию одинаковыми квадратами, плотно укладывая их. Квадратов надо взять столько, чтобы накрыть ими всю линию. Обозначим сторону квадрата через r, а число квадратов, в которые попадает хотя бы одна точка линии, через N(r). Тогда хаусдорфова размерность рассматриваемого объекта (линии) равна

$$d = \lim_{r \to \infty} \frac{\ln N(r)}{\ln(1/r)}.$$
(3.22)

Отметим, что в случае пространственной фигуры она покрывается кубиками и т.п.

Легко проверить непосредственно, что, например, для отрезка прямой или гладкой кривой d = 1, а, скажем, для треугольника и квадрата d = 2 и т.д. Это означает, что в привычных простых случаях хаусдорфова и топологическая размерности совпадают:  $d = d_{T}$ . Различие возникает в необычных случаях.

Определим размерность кривой Коха. На *n*-м шаге длина отрезка ломаной, как показано выше,  $r = l_n = (1/3)^n$ . Эти отрезки можно принять за сторону квадрата. Число таких квадратов N(r), очевидно, равно числу отрезков  $l_n = 3 \cdot 4^n$ . Вычисляя по формуле (3.22), находим

$$d_n = \lim_{n \to \infty} \frac{\ln(3 \cdot 4^n)}{\ln 3^n} = \frac{\ln 4}{\ln 3} \approx 1,26.$$

Отметим, что для кривой  $d_{\rm r} = 1$  и, следовательно,  $d_{\rm H} > d_{\rm r} = 1$ . Предложено называть фракталом такой объект, для которого его хаусдорфова размерность строго больше топологической:

 $d > d_{\tau}$ 

Это неравенство имеет определенный физический смысл. Оно характеризует усложнение множества. Если это кривая (d = 1), то ее можно усложнять путем бесконечного числа изгибаний до такой степени, что ее фрактальная размерность достигнет двух, если она плотно покроет конечную площадь, или трех, если кривая «заполнит» куб.

Другим примером фрактала может служить «ковер» Серпинского. Он устроен следующим образом. Разделим единичный квадрат на девять равных час-

тей так, что сторона каждого из десяти полученных квадратов была равна одной трети. Вырежем средний квадрат, а каждый из восьми оставшихся вновь разделим на девять равный частей и вырежем средние квадраты (рис. 3.8). Продолжая этот процесс неограниченно, получим фрактал. Вычислим его размерность. Очевидно, что на *n*-м шаге число квадратов *N*, которые покрывают фигуру, равно  $8^n$ , а длина их сторон равна  $(1/3)^n$ . Исходя из формулы (3.22) получаем, что фрактальная размерность полученной фигуры

$$d_n = \lim_{n \to \infty} \frac{\ln 8^n}{\ln 3^n} = \frac{\ln 8}{\ln 3},$$

причем  $1 < d_n < 2$ .

При вытеснении нефти в пористой среде водой или иным вытесняющим агентом граница раздела между жидкостями носит фрактальный характер.

Фрактальный характер процесса можно определить по виду кривой, его описывающей. Рассмотрим это на примере зависимости дебита нефти от времени. При совместной фильтрации воды и нефти в призабойной зоне граница раздела, как отмечалось выше, может иметь фрактальный характер, что и определяет соответствующие свойства процесса. На рис. 3.9 приведена зависимость такого типа для скв. 1388 Самотлорского месторождения.

Обработаем зависимость следующим образом. Как следует из формулы (3.22), число аппроксимирующих ломаную участков N(r) связано с длиной участка r зависимостью

$$-\ln N(r) \approx d_n \ln r. \tag{3.23}$$

Аппроксимируя реальную кривую отрезками длиной r, подсчитывая их число и перестраивая данные в координатах (3.23), получаем представление этой зависимости (рис. 3.10). То, что точки хорошо ложатся на прямую линию, а угловой коэффициент этой прямой, равный  $d_n$ , оказывается больше единицы  $(d_n = 1, 2)$ , свидетельствует о фрактальном характере гидродинамических процессов в призабойной зоне.

Фрактальный рост удобно наблюдать с помощью прибора Хили – Шоу. Прибор состоит из двух плоских параллельных пластин, между которыми заключена вязкая жидкость. Пластины изготовляют из прозрачного материала.



Рис. 3.8. «Ковер» Серпинского



Когда менее вязкая жидкость, например вода, впрыскивается посередине, нефть приходит в движение. Образуется водяная область, от которой отходит несколько вытянутых водяных «пальцев». Это явление так и называют – вязкое пальцеобразование. Это приводит к существенному снижению эффективности метода заводнения нефтяных пластов. Нетрудно понять механизм вязкого пальцеобразования. Перепад давления между водой и нефтью выравнивается за счет оттока нефти от границы с водой. После того как процесс начался, скорость течения оказывается выше там, где наибольшие градиенты давления, т.е. в области границы между жидкостями. В результате возникает неустойчивость роста «пальцев».

В качестве еще одного примера определим фрактальную размерность полимерной цепочки в клубке макромолекулы. Известно, что последняя представляет собой хаотично запутанную длинную цепь соединенных последовательно молекул полимера. Если представить точку, движущуюся вдоль такой цепочки, то ее траектория есть не что иное, как траектория броуновского движения. Из теории броуновского движения известно, что среднее расстояние R, пройденное частичкой, пропорционально корню квадратному из длины пройденного пути L, т.е.  $R \sim L^{1/2}$ . Аналогом величины R для клубка полимерной цепочки является его размер, а аналогом длины пройденного пути – число звеньев n. Отсюда получаем, что  $n = R^2$  и, в соответствии с формулой (3.22), размерность клубка полимера d = 2. Так что размерность линейной цепочки равна двум, а не единице (удивительный факт!). Это можно понять, представив, что клубок сплющили в тонкий плоский слой. В результате получаем как бы кусок ткани, размерность которого, естественно, равна единице.

Неожиданное применение нашли фракталы при оценке продуктивных характеристик пород методами геофизики. Как оказалось, кривые, полученные в результате геофизического исследования скважин, обладают фрактальными свойствами. Анализ диаграмм КС и ПС, например, для некоторых отложений месторождений Бакинского архипелага и Прикуринской нефтегазоносной зоны показал, что хаусдорфова размерность этих диаграмм в песчаноглинистом размере находится в пределах 1,0–1,1, причем наиболее высокими значениями фрактальной размерности кривых КС характеризуются продуктивные интервалы, а кривых ПС – пласты-коллекторы. При использовании в качестве меры продуктивности нефтенасыщенности  $S_{\mu}$  установлена положительная корреляция между  $S_{\mu}$  и мерой Хаусдорфа с уровнем корреляции примерно 0,8.

### 3.5. ОТРИЦАТЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Обычно при использовании понятий «гидростатическое» или «гидродинамическое давление» подразумевают, что давление положительное, т.е. жидкость сжата под действием приложенных нагрузок. В 1843 г. Ю. Донни впервые показал, что жидкость может существовать еще в одном метастабильном состоянии, называемом *отрицательным давлением*, или гидростатическим растяжением. Схема опыта показана на рис. 3.11.

Установка состоит из U-образной трубки, длинная часть которой сверху запаяна, а короткая часть соединена с вакуумным насосом. Если длинную часть трубки целиком заполнить жидкостью, наклонив ее горизонтально и возвратив затем в вертикальное положение, то под действием атмосферного давления жидкость будет удерживаться в ней над свободной поверхностью A. Когда абсолютное давление в точке A уменьшается до значения, близкого к нулю, уровень жидкости в длинной части трубки обычно тоже падает до тех пор, пока не сравняется по высоте с поверхностью A. Однако, если избавиться от ак-

9\*



Рис. 3.11. Схема опыта для получения отрицательного давления



тивных центров (зародышей) в жидкости, удалив из длинной части трубки все следы растворенного газа, уровень жидкости в ней не изменится, когда давление в точке A упадет до нуля. При этих условиях давление в точке B будет ниже нуля на величину, зависящую от высоты AB.

Существуют различные схемы и методы получения отрицательного давления. Однако во всех случаях требуется очень высокая степень очистки жидкости и стенок сосудов, чтобы предотвратить выделение газа, когда жидкость находится при отрицательном давлении в метастабильном состоянии. Максимальные отрицательные давления, полученные в лабораторных условиях, превышают 40 МПа.

Отрицательное давление в жидкости реализуется, например, в капиллярах с маленьким внутренним диаметром. В капилляре, изображенном на рис. 3.12, высота подъема жидкости  $h_{AB}$  зависит от радиуса капилляра R:

$$h_{AB} = \frac{2\sigma\cos\alpha}{\gamma R},\tag{3.24}$$

где <br/>  $\sigma$  — поверхностное натяжение; <br/>  $\alpha$  — краевой угол; <br/>  $\gamma$  — удельный вес жидкости.

Если давление на поверхности A жидкости равно атмосферному  $p_0$ , то давление в жидкости в точке B вблизи мениска

$$p_B = p_0 - \gamma h_{AB} = p_0 - 2\sigma \cos \alpha / R.$$
 (3.25)

Ясно, что при достаточно малых радиусах капилляра давление в жидкости станет отрицательным. Очевидно, в пористых средах метастабильное растяжение жидкости реализуется в низкопроницаемых участках, в частности в глинах. Известно, что отрицательное давление в воде, находящейся в глинистом грунте, может достигать 23 МПа.

Так как отрицательное давление связано с растяжением и последующим разрывом жидкостей, то значительную роль при этом играет поверхностное натяжение жидкостей. Исходя из кинетической теории жидкостей известного советского физика акад. Я.И. Френкеля, для того чтобы произошел разрыв жидкости, необходимо образование бреши шириной порядка удвоенного расстояния между соседними молекулами воды  $r \approx 9.10^{-10}$  м. Таким образом, максимальное отрицательное давление, которое может выдержать жидкость без

Таблица 3.2

Давление разрыва <i>р</i> 0, МПа	<i>k</i> 1	k2	k <sub>0</sub>	
1	0,270	0,020	0,090	
2	0,310	0,020	0,190	
5	0,250	0,020	0,250	
7	0,290	0,05	0,270	
14	0,230	0,04	0,280	

Значения коэффициента проницаемости k·10<sup>-12</sup>, м<sup>2</sup>

разрыва, равно  $p = 25\sigma/r$ . Учитывая, что для воды  $\sigma \approx 0.1$  Н/м, получаем  $p \approx 10^9$  Н/м<sup>2</sup> =  $10^3$  МПа. Для ртути эта величина приблизительно в 5 раз больше. Очевидно, что реально получаемые для жидкостей значения отрицательного давления намного меньше соответствующих теоретических значений. Это связано с тем, что в реальных экспериментах разрыв происходит не в объеме жидкости, а на поверхности ее соприкосновения со стенками сосуда, в ослабленных местах, обусловленных наличием зародышей, тонких жирных пленок и т.п.

Усилить эффект отрицательного давления можно путем импульсного (быстрого) расширения системы или сброса давления. В этих условиях «чистота» системы не играет определяющей роли, поскольку имеющиеся в системе центры образования новой фазы не успевают проявляться.

Создание кратковременных отрицательных давлений можно использовать для изменения проницаемости пористой среды. Возможности этого метода иллюстрируют результаты следующих экспериментов. Модель пласта соединяли с камерой высокого давления, и в системе создавалось определенное давление. Предварительно пористая среда, представляющая кварцевый песок с коэфициентом проницаемости  $k_0$ , насыщалась керосином, а затем искусственно засорялась путем прокачки через модель (со стороны камеры высокого давления) глинистого раствора. Для образования глинистой корки систему выдерживали в покое в течение суток. Затем вновь прокачивали керосин и определяли коэфициент проницаемости  $k_1$ .

При определенном значении давления в системе  $p_0$  происходил мгновенный разрыв мембраны в камере высокого давления. При этом там на короткое время возникало отрицательное давление, и под действием ударной депрессии глинистая масса выносилась из пористой среды. После этого вновь определяли коэффициент проницаемости  $k_2$  пористой среды для керосина. В результате проницаемость частично или полностью восстанавливалась до начального значения  $k_0$ , а при значениях давления  $p_0$  выше определенного уровня проницаемость становилась даже больше  $k_0$  (табл. 3.2).

## 3.6. НЕЛИНЕЙНЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОВ И НЕФТЕЙ

История нефтегазодобывающей промышленности насчитывает более 100 лет. Однако вопросами повышения коэффициентов нефте- и газоотдачи, которые характеризуют долю извлекаемых запасов от суммарных в месторождении или его части, начали интенсивно заниматься лишь в последнее десятилетие, хотя давно было известно, что большая часть нефти в выработанных месторождениях осталась не извлеченной. Это обусловлено тем, что длительное время цены на нефть и газ были весьма низкими, а реально разведанные запасы не лимитировали объемы добычи. В этих условиях, стремясь обеспечить минимальные затраты на извлечение нефти и газа, преимущественно применяли системы разработки месторождений, использующие лишь запас пластовой энергии. Такие системы разработки характеризуются низкими удельными затратами на единицу добываемой продукции, но позволяют извлечь лишь малую часть запасов нефти, находящихся в разрабатываемом месторождении. При этом производительность скважин, используемых для добычи, и соответственно темпы отбора нефти быстро снижались по мере падения пластового давления в зоне отбора. Если при этом добыча оставалась рентабельной, то ее продолжали, если нет, то скважины консервировали или даже ликвидировали.

В итоге период развития нефтяной промышленности до 1940 г. характеризовался большим разнообразием примененных вариантов разработки на естественных режимах. Эти варианты существенно различались плотностью сетки эксплуатационных скважин (числом скважин на единицу площади), а также темпами отбора нефти. Годовой отбор нефти в мире к концу этого периода был примерно в 10 раз ниже, чем текущий, хотя год от года темпы добычи росли. Статистический анализ данных показывает, что средний коэффициент нефтеотдачи в тот период не превышал 0,25; конечные коэффициенты нефтеотдачи по месторождениям, практически законченным разработкой, изменялись примерно в 5 раз и преимущественно находились в интервале от 0,1 до 0,5. В СНГ такие данные были получены главным образом по старым месторождениям Азербайджана, где зарождалась отечественная промышленность.

Огромный опыт первого этапа развития нефтяной промышленности в дальнейшем был использован, но недостаточно. Основной практический вывод сводился к тому, что нефтеотдача выше, если в процессе разработки происходит внедрение вод и давление в залежи падает незначительно по отношению к начальному. В итоге на ряде месторождений начали поддерживать пластовое давление путем закачки воды в законтурную или приконтурную часть залежи. Влияние плотности сетки скважин, свойств нефтей и других параметров на нефтеотдачу не было изучено на уровне, необходимом для практического использования. Основные причины сложившегося положения – экономические. Долгое время в нефтегазодобывающей промышленности практически не было обоснованных и достоверных прогнозов основных показателей работы месторождений: конечных коэффициентов нефте- и газоотдачи, достижимого и оптимального темпов отбора нефти или газа в зависимости от применяемой системы разработки и т.д.

Закономерности движения реальных нефтей и газов в реальных пористых средах – пластах, содержащих нефти и газ, в настоящее время изучены весьма недостаточно. Основной закон, описывающий фильтрацию жидкостей в пористой среде, был эмпирически установлен Дарси. Этот закон в начальном виде был сформулирован для течения жидкости в пористой среде под действием силы тяжести и использовался Дарси для расчета движения воды в фильтрах водочистительных установок. В дальнейшем было установлено, что в рамках закона Дарси можно описать однофазное движение жидкостей или газа под действием избыточного давления, создаваемого насосами или каким-либо другим образом; при этом в уравнение фильтрации должны входить в качестве движущих сил как сила тяжести, так и избыточное давление.

В 30-е годы XX века закон Дарси был несколько модернизирован применительно к двухфазной фильтрации (газ и вода и т.п.), а также к двухкомпонентной фильтрации (нефть и вода). При этом было введено понятие так называемых фазовых проницаемостей. Однако во всех случаях был сохранен основной принцип, установленный Дарси: жидкости или газ при одно- или двухфазной фильтрации движутся при любых сколь угодно малых градиентах давления, а скорость фильтрации пропорциональна перепаду давления (одна фаза подвижна при любом градиенте давления; подвижность обеих фаз при двухфазной фильтрации определяется соотношением поровых объемов, занятых каждой фазой). Для газа было предложено несколько аппроксимаций связи скорости фильтрации газа с перепадом давления, однако во всех случаях считалось, что фильтрация газа начинается при любом градиенте давления.

На дальнейшее развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений существенное повлияли открытие ряда крупных нефтяных месторождений и ввод их в разработку, который сопровождался увеличением объема научно-исследовательских работ. Так, лабораторные эксперименты подтвердили, что при вытеснении нефти водой коэффициент нефтеотдачи должен быть примерно в 2 раза больше, чем при вытеснении нефти растворенным в ней газом. В СНГ разработка нефтяных месторождений со специальным поддержанием пластового давления путем закачки (применены были разные системы закачки воды: внутрь залежи и за ее пределы) была начата в районах Второго Баку (Волго-Уральская провинция). Заводнение позволило интенсифицировать добычу и увеличить средний коэффициент нефтеотдачи примерно до 0,33, а на ряде месторождений до 0,60 и даже выше.

Последующее развитие нефтегазодобывающей промышленности и соответствующих научно-исследовательских работ позволило установить, что нефтеотдача пластов существенно зависит от физико-химических свойств пластовых флюидов, их взаимодействия с поверхностью пористых сред, фильтрационной неоднородности пористых сред и еще ряда факторов, а также степени их учета в применяемой системе разработки. Наиболее низкие коэффициенты нефтеотдачи зафиксированы на месторождениях, содержащих наиболее вязкие нефти, при разработке их как на естественном режиме, так и при закачке воды. В итоге ряд месторождений с высоковязкой нефтью законсервирован, так как не подготовлены рентабельные системы извлечения, обеспечивающие достижение коэффициентов нефтеотдачи, близких к достижимым на месторождениях с малой вязкостью нефти.

Изучение реологических свойств нефтей, характеризующих связь между напряжением и деформациями среды, показало, что известные нефти могут быть в первом приближении подразделены на три основных класса: вязкие – ньютоновские, вязкопластичные и вязкоупругие. Последние два класса представлены наиболее вязкими нефтями, обычно содержащими много парафина, смол и пр.

Вязкие нефти, как и большинство ньютоновских жидкостей, не выдерживают без течения практически любые, даже бесконечно малые напряжения.

Вязкопластичные нефти, как и другие вязкопластичные жидкости (тело Бингама – Шведова), – это идеализированная модель тела, которое способно выдерживать без течения некоторые конечные значения напряжения сдвига  $\tau_0$ , а при превышении их течет, испытывая дополнительное сопротивление. Преодоление предельного напряжения  $\tau_0$  соответствует разрушению структуры в жидкости.

Вязкоупругие нефти, как правило, содержащие в растворе гибкие полимерные молекулы, способны запасать часть работы деформирования в виде энергии упругой деформации полимерной сетки. При снятии напряжений деформация может продолжаться, постепенно замедляясь за счет этой энергии. Более того, при определенных условиях запасенная упругая энергия способна производить активную работу над внешними телами или самой жидкостью. Так, если вязкоупругая жидкость подвергается сдвигу в зазоре вискозиметра конус – плоскость, то после снятия внешнего крутящего момента конус может начать поворачиваться в направлении, противоположном направлению первоначального вращения, причем этот обратный поворот может быть весьма значительным.

Струя вязкоупругой жидкости, выходящая из насадки, часто не сужается, как это характерно для струй обычных жидкостей, а «разбухает». Это происходит потому, что в насадке элементы жидкости как бы обжимаются с боков и удлиняются, а при выходе из насадки они упруго сокращаются, и струя становится шире.

Вязкоупругие свойства нефтей обнаружены в основном у тяжелых высокосмолистых и битумообразных нефтей. Нефти, содержащие в составе значительное количество асфальтенов и парафинов, относят к сложным аномальным системам, в которых на различных стадиях деформации могут проявиться вязкоупругие, пластичные, тиксотропные свойства. Наиболее простой способ обнаружения вязкоупругих свойств у аномальных нефтей основан на эффекте Вейссенберга, который заключается в следующем. Если вращать цилиндр (ротор) в емкости, в которую помещена обычная вязкая жидкость, то она за счет центробежных сил устремляется от ротора и образует углубление. В среде, проявляющей вязкоупругие свойства, жидкость поднимается по цилиндру. Это эффект обнаружен у большинства аномальных нефтей Средней Азии, Азербайджана, Республики Коми и других, которые содержат большое количество асфальтенов и смол. В парафинистых нефтях этот эффект проявляется слабо.

Нормальные напряжения в смолистых нефтях при простых сдвиговых течениях достигают больших значений. С повышением температуры нормальные напряжения в смолистой нефти уменьшаются и исчезают. Примечательно, что со снижением температуры зависимость нормальных напряжений от скорости сдвига носит более линейный характер. Для парафинистой нефти незначительные нормальные напряжения обнаружены в области низких температур (0-10 °C). Это подтверждает тот факт, что в смолистых нефтях преобладают вязкоупругие свойства, а в парафинистых – тиксотропные.

Расширение струи на выходе из капилляра хорошо наблюдается у смолистой нефти, обладающей вязкоупругими свойствами, и слабо выражено для парафинистой нефти, у которой преобладают тиксотропные свойства.

Если струю вязкоупругой жидкости, например раствора полимера или высокосмолистой нефти, вытекающей вертикально вниз из капилляра, направить в стакан, а затем начать медленно отодвигать его в сторону, то струя отклоняется от вертикали, следуя за стаканом. Если стакан отодвинуть недалеко, то движение жидкости в искривленной струе происходит устойчиво и стационарно (неограниченно долго). Эффект существования искривленной стационарной струи хорошо воспроизводится. Наличие такой формы равновесия тесно связано с проявлением нормальных напряжений при одноосном растяжении элемента вязкоупругой жидкости. По форме струи можно оценить упругие напряжения, а следовательно, и другие характеристики жидкости.

Стационарная струя в поле силы тяжести принимает искривленную форму, напоминающую цепную линию. Из этого следует, что в струе существует заметное продольное напряжение. Исследования тиксотропных свойств парафинистых нефтей показали, что по истечении некоторого времени релаксации их структурные свойства восстанавливаются.

Вязкоупругие системы часто обладают свойствами, которые можно использовать в различных технологических процессах добычи нефти.

Движение структурирующихся жидкостей, в том числе тяжелых нефтей некоторых месторождений, описывается законом фильтрации с начальным градиентом давления. В соответствии с этим законом движение жидкости прекращается при малых (меньше предельного напряжения сдвига  $\tau_0$ ) градиентах давления. На основании этого при движении с начальным градиентом возможно образование внутри пласта зон неподвижной нефти – застойных зон и целиков, что и сказывается на полноте извлечения нефти.

Заметное влияние на процессы разработки может оказывать начальный градиент давления в пределах 0,001-0,01 МПа/м).

Величины предельного напряжения сдвига связаны не только с собственными физическими свойствами жидкости, но и с тем, как она взаимодействует с пористой средой. Давно известно, что вода может приобретать аномальные фильтрационные свойства, взаимодействуя с глинистыми частицами скелета пористой среды. С этим связаны часто наблюдаемые аномалии фильтрации воды в глинизированных породах.

Долгое время считалось, что из-за высокой подвижности газа системы разработки газовых месторождений должны регламентироваться преимущественно технико-экономическими показателями систем сбора, подготовки и дальнего транспорта газа, так как газоотдача якобы не зависит от числа скважин и схемы их расстановки.

Во второй половине 1960-х годов в СССР было экспериментально установлено, что наряду со средами, для которых справедлива обычная схема движения и к которым можно применять уравнение Дарси, существует значительная группа пород (терригенных и карбонатных), отличающих повышенным содержанием остаточной воды, в которых для газа характерна фильтрация с предельным (начальным) градиентом давления, т.е. только при условии, что градиент давления превышает пороговое значение. Такие породы называют породами с начальным градиентом давления. Наличие газонасыщенных пород с начальным градиентом давления установлено в результате многочисленных лабораторных и промысловых исследований, проведенных в ряде научно-исследовательских и производственных организаций страны, а затем и за рубежом.

Впервые в лабораторных условиях нарушение закона Дарси при фильтрации газа было обнаружено при исследованиях в АзИНЕФТЕХИМ на искусственно созданных пористых средах, представленных смесью кварцевого песка и монтмориллонитовой глины, при водонасыщенности от 40 % и более.

Исследования по выявлению начального градиента в реальных пористых средах при пластовом насыщении газом и водой были проведены на образцах керна из сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Для оценки начального градиента при фильтрации газа в реальных пластах были отобраны керны из интервалов сильноглинистых пород. Бурение этой скважины проводили на безводном растворе (раствор на нефтяной основе), поэтому керны содержали только естественную пластовую воду. Цилиндрические образцы керна диаметром 30 мм и длиной 25–50 мм вытачивали с сохранением естественной влажности среды. До постановки в специальную фильтрационную установку, в которой моделировались пластовые условия, керны взвешивали и одновременно определяли их удельное электрическое сопротивление (УЭС). Эти измерения позволили судить о сохранности остаточной воды в керне после фильтрации.

Осуществлялась фильтрация природного газа, конденсата, а также пластовой воды. Экспериментальные точки, полученные при увеличении и уменьшении перепада давления газа, практически совпадали. Повторные измерения УЭС после опытов показали, что этот параметр кернов не изменился (погрешность измерения 1 %). Это указывает на то, что в процессе фильтрации не происходило необратимого изменения распределения воды в образцах керна.

Анализ индикаторных зависимостей при фильтрации через образцы пород газа, воды и конденсата показал, что значение предельного градиента для одного и того же образца в первом приближении пропорционально вязкости фильтрующегося агента.

Наличие пород с начальным градиентом в разрезе газовых залежей и их существенное влияние на распределение давления в залежи, степень отработки запасов газа, а также на закономерности обводнения были убедительно подтверждены на месторождении Газли. Был доказан факт перетока газа через непроницаемый до начала разработки прослой-разделитель в нижней части одного из продуктивных горизонтов, состоящего из нескольких пачек газонасыщенных пород, которые были выделены по результатам геофизических и газодинамических исследований. Так, в пачках V и VI, расположенных в нижней части горизонта, до начала разработки горизонта было разное пластовое давление (соответственно 8,2 и 9,6 МПа), а также разные отметки газоводяного контакта. Отбор газа велся только из верхней части горизонта. Несмотря на отсутствие прямого отбора газа из пачки VI давление в ней падало синхронно с давлением в пачке V. Годовые отборы за время наблюдений из пачки V изменялись почти в 10 раз, но это не сказывалось на соотношении давлений. Это и означало, что по достижении определенной разности давлений преодолевается предельный градиент для пласта-разделителя и через него начинается персток газа из неразрабатываемого пласта в разрабатываемый. Однако разность давлений в пачках сохраняется в достаточно широком диапазоне изменения давлений.

Судя по динамике давления и начальным запасам газа в пачке VI, из нее в пачку V перетекло несколько миллиардов кубометров газа. При этом пачка VI постепенно обводнилась полностью, а пачка V на соответствующих пачке VI абсолютных отметках продолжала содержать лишь остаточную воду, т.е. вода не проникала через породы-разделители с начальным градиентом при фильтрации газа и, тем более, воды.

Аналогичные данные зафиксированы и на других месторождениях. Механизм фильтрации газа с начальным градиентом представляется следующим. В газонасыщенных породах с высоким содержанием воды, удерживаемой за счет капиллярных сил, газовая фаза не является газодинамически связанной в отсутствие движения газа, т.е. поровые каналы перекрыты водяными барьерами, а газ находится в диссипированном состоянии. До достижения некоторого порового предельного значения перепада давления – в расчете на единицу длины (толщины) – пласта, движение газа через пористую среду не происходит. Части водяных барьеров, представленные рыхло связанной водой, деформируются при перепаде давления, равном предельному (начальному) и открывают часть поровых каналов для фильтрации. Явления создания и деформации водяных барьеров могут быть полностью или частично обратимыми под действием капиллярных сил, а также за счет упругости защемленных в порах пузырьков газа.

На микроуровне фильтрация газированных жидкостей (нефти с одним или несколькими пузырьками газа) была исследована сотрудниками Института физической химии АН СССР – проф. Н.В. Чураевым и др. При этом в гидрофильных капиллярах (диаметром до 10 мкм) фильтрация подчинялась закону Дарси, а в тех же гидрофобизированных капиллярах наблюдалась нелинейная фильтрация, хотя не были зафиксированы градиенты давления и соответственно условия состояния поверхности, при которых фильтрация отсутствовала. При этом было установлено, что нелинейность определяется гистерезисом краевого угла смачивания: разностью косинусов отступающего и наступающего краевых углов.

Таким образом, одним из факторов, определяющих начальный градиент давления, является степень деформации пузырьков газа при его фильтрации.

Наличие предельного градиента давления весьма существенно меняет представление о процессах фильтрации при извлечении нефти и газа. Рассмотрим это на примере газовых месторождений, так как в них процесс извлечения можно более легко и уверенно контролировать по распределению пластового давления в месторождении.

В связи с этим, если при отборе газа через скважину из пласта, находившегося первоначально при пластовом давлении, прекратить процесс, то давление восстановится не до пластового, а до более низкого значения. Это определяется тем обстоятельством, что вблизи скважины распределение давления соответствует достижению предельного градиента.

Таким образом, первым следствием наличия предельного градиента давления является недовосстановление давления в скважине после отбора газа.

По мере отбора газа из месторождения приток газа в скважину практически прекращается, когда вблизи скважины устанавливается неравномерное распределение по закону, соответствующему распределению давления при фильтрации с начальным градиентом. В результате оказывается, что каждая скважина дренирует лишь прилегающую к ней часть пласта, радиус которой тем меньше, чем больше начальный градиент давления.

До установления факта наличия предельного градиента давления считали, что одна скважина позволяет в принципе (при достаточно длительном отборе) отобрать газ из месторождения любых размеров. Таким образом, из-за предельного градиента давления снижается как размер зоны дренирования, так и полнота извлечения газа из этой зоны.

Если пласты с предельным градиентом в разрезе граничат с проницаемыми пластами без предельного градиента, то при отборе газа из последних давление в них понижается. Тогда наряду с небольшими градиентами, направленными вдоль пластов, возникают и значительные разности давлений поперек пласта.

Эти разности давлений могут оказаться достаточными для того, чтобы был превышен предельный градиент в слабопроницаемом пласте и в нем началось движение газа в поперечном направлении. Этот газ, поступая в пласты без предельного градиента, будет компенсировать отбор газа из них, замедляя падение давления в залежи. Таким образом, пласты с предельным градиентом подключаются в разработку при снижении давления в залежи, увеличивая тем самым извлекаемые запасы газа в месторождении.

Однако основное влияние пород с начальным градиентом давления прояв-

ляется в тех случаях, когда месторождение состоит как бы из отдельных частей – блоков, соединяющихся между собой через породы с начальным градиентом давления. Такая фильтрационная модель хорошо описывает реальные месторождения, особенно крупные. В этих случаях извлекаемые запасы нефти и газа определяются степенью изученности фильтрационной модели месторождения и учета ее в принятой системе разработки. На большинстве месторождений отмечено, что по мере снижения давления в зоне отбора отмечаются признаки увеличения извлекаемых запасов, т.е. давление падает сначала быстрее, чем потом при отборе одного и того же количества газа. Так, на месторождении Медвежье извлекаемые запасы в процессе разработки изменялись в 20 раз. Это обусловлено подключением отдельных блоков через породы с начальным градиентом давления. Но все блоки сами подключиться обычно не могут, особенно на нефтяных месторождениях, в результате и происходит снижение коэффициентов нефте- и газоотдачи.

При вытеснении водой вязкопластичных нефтей из неоднородных пластов огромное влияние на нефтеотдачу оказывает градиент давления (или скорость фильтрации), поэтому с повышением градиента давления в пласте возрастает число пропластков, вовлекаемых в фильтрацию, т.е. возрастает коэффициент охвата заводнением.

Результаты более подробного исследования показывают, что существует некоторая оптимальная скорость, при которой нефтеотдача при заданном прокачанном объеме максимальна. Дело в том, что при скоростях, меньших скорости капиллярной пропитки малопроницаемых зон, нефтеотдача снова снижается за счет ухудшения условий вытеснения в высокопроницаемых участках. Однако такая оптимальная скорость обычно очень мала и практически нереализуема.

Особая ситуация возникает при вытеснении вязкопластичной нефти из пласта с двойной пористостью. В этом случае нефтеотдача высокопроницаемых зон резко возрастает с ростом скорости, поэтому максимум на кривой изменения нефтеотдачи в зависимости от скорости значительно более острый, чем при вытеснении неньютоновской нефти. Этот максимум часто находится в области реальных скоростей фильтрации, что делает реальным регулирование нефтеотдачи путем изменения скорости вытеснения.

В последнее время в разработку введено большое количество месторождений нефти повышенной вязкости. Это вызвало заметный рост удельного веса добычи таких нефтей в общем балансе.

Высокая вязкость нефти (15-200 мПа·с) значительно осложняет разработку на любом режиме и особенно затрудняет применение методов поддержания пластового давления. Кроме того, нефти с высокой вязкостью в большинстве случаев обладают аномальными свойствами, что вызывает дополнительные затруднения при разработке. На практике эти осложненные условия приводят к высокой обводненности добываемой продукции при весьма низких текущих значениях коэффициентов нефтеотдачи. Так проявляется своеобразие механизма вытеснения нефти повышенной вязкости водой. Наиболее характерной особенностью механизма вытеснения высоковязких нефтей является неустойчивость фронта, т.е. образование узких «языков» обводнения, между которыми остаются целики невыработанной нефти. Неустойчивость вытеснения усугубляется при проявлении неньютоновских свойств нефти. Для выработки целиков нефти необходимо дополнительное бурение – уплотнение сетки. На месторождениях с высоковязкой нефтью очень мал период безводной эксплуатации; для достижения сравнительно высоких коэффициентов использования запасов необходима прокачка больших объемов воды, иногда эквивалентных 10–15 объемам пор залежи.

Сопоставление приведенных практических результатов разработки с выводами теоретических и экспериментальных исследований позволяет с уверенностью сказать, что вязкостная неустойчивость, усугубляемая неоднородностью пластов, а иногда и проявлением неньютоновских свойств нефти, является основной причиной существенных просчетов при выборе рациональной системы разработки месторождений такого типа. Эту особенность нельзя не учитывать при проектировании систем разработки.

При разработке залежи с неньютоновскими нефтями высокие коэффициенты нефтеотдачи получают либо при высоких темпах отбора жидкости, либо при плотной сетке размещения скважин. Для залежей с неньютоновскими нефтями больших коэффициентов нефтеотдачи можно достичь путем одновременного применения плотной сетки размещения скважин и высоких темпов отбора жидкости.

В настоящее время наиболее эффективный и перспективный метод повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей заключается в тепловом воздействии на пласт. Положительное влияние повышения температуры на процесс извлечения нефти из пласта определяется такими факторами, как снижение вязкости нефти, ее термическое расширение, десорбция тяжелых компонентов с поверхности поровых каналов и т.п. Наиболее существенным является снижение вязкости. Этот фактор приобретает особое значение в случае извлечения из пласта нефти с повышенным содержанием парафинов, смол, асфальтенов. С одной стороны, как отмечалось, пластические свойства нефтей существенно снижают нефтеотдачу, которая для месторождений такого типа недопустимо мала. С другой стороны, при повышении температуры релаксационные свойства нефтей изменяются. Таким образом, зависимость нефтеотдачи пласта, содержащего вязкоупругую нефть, от температуры имеет сложный характер.

При нагревании нефти релаксационные свойства ослабляются, начиная примерно с температуры выше 40 °C, что обусловливает снижение нефтеотдачи. При нагревании нефти от 40 до 80 °C наблюдается аномалия релаксационных свойств. В этом же интервале температур снижается коэффициент вытеснения.

Наиболее благоприятно для вытеснения вязкоупругой нефти водой наличие определенного перепада температур между вытесняемой и вытесняющей жидкостями.

Особенности фильтрации высоковязких нефтей, обладающих вязкоупругими свойствами, более сложны, чем особенности фильтрации вязких и вязкопластичных нефтей. При вытеснении вязкоупругой нефти из однородной модели пласта, составленной из двух контактирующих слоев, в диапазоне средних скоростей вытеснения нефтеотдача увеличивается с ростом скорости вытеснения.

При вытеснении модели нефти (неполярная углеводородная жидкость – очищенное трансформаторное масло) водой безводный и конечный коэффициент нефтеотдачи уменьшается с увеличением темпа закачки до некоторого значения, и дальнейшее повышение темпа уже не влияет на процесс вытеснения.

Анализ экспериментальных данных показал, что при малых значениях скорости вытеснения коэффициенты безводной и конечной нефтеотдачи имеют наибольшие значения. С ростом скорости вытеснения коэффициенты безводной и конечной нефтеотдачи уменьшаются, достигая при некоторой скорости вытеснения минимума. Дальнейший рост этой скорости приводит к увеличению коэффициентов нефтеотдачи, что, вероятно, объясняется тем, что после некоторого значения скорости вытеснения проявляются релаксационные свойства нефти, которые приводят к выравнивают фронта вытеснения.

Знание закономерностей фильтрации нефтей и газов в пластовых условиях, реологических свойств пластовых флюидов, а также геологического строения месторождений моделей позволяет существенно улучшить применяемые системы разработки. Для ускорения внедрения более совершенных систем разработки нефтяных, газовых и особенно нефтегазовых месторождений необходима постановка крупномасштабных промысловых экспериментов. Так, в частности, подготовлены схемы разработки газоконденсатных месторождений, позволяющие увеличить в 2 раза коэффициент конденсатоотдачи. Предложены системы регулирования природной неоднородности путем искусственного создания временного начального градиента в высокопроницаемых породах для обеспечения более равномерной выработки нефти из месторождения. Однако неизученных вопросов осталось много и сегодня.

## 3.7. НЕЛИНЕЙНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Широкий класс нефтей и систем, применяемых при добыче нефти и газа, является неньютоновскими жидкостями, и зависимость между вектором скорости фильтрации и градиентом давления при их движении в пористой среде имеет нелинейный характер.

Качественно эти зависимости могут иметь различный вид (рис. 3.13 кривые 1-3).

Зависимость v от  $\Delta p/l$  для фильтрации вязкопластичной жидкости соответствует кривой 1 на рис. 3.13. Характерным свойством является то, что эта линия не проходит через начало координат и отсекает на оси абсцисс некоторый отрезок, который характеризует начальный градиент давления  $G_0$ . Если  $\Delta p/l < G_0$ , то фильтрации жидкости не происходит – скорость фильтрации v = 0. Закон фильтрации с начальным градиентом давления был введен А.Х. Мирзаджанзаде в следующей форме (для одномерного течения):

$$\upsilon = \begin{cases} -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - G_0 \right), & \frac{\partial p}{\partial x} > G_0; \\ 0, & \frac{\partial p}{\partial x} < G_0. \end{cases}$$
(3.26)

Порядок величины  $G_0$  можно оценить, используя гидравлическую модель грунта. Из курса общей гидравлики известно, что начальный перепад, при преодолении которого вязкопластичная жидкость приходит в движение в прямолинейном капилляре длиной l и радиусом R,

$$\Delta p_0 = \frac{2\tau_0}{R} l, \tag{3.27}$$

где т<sub>0</sub> – предельное напряжение сдвига вязкоплас<u>тичн</u>ой жидкости.

Учитывая, что радиус поровых каналов ~ $\sqrt{k/m}$ , из уравнения (3.27) находим Рис. 3.13. Зависимость вектора скорости фильтрации от градиента давления



$$G_0 = \frac{\Delta p_0}{l} \sim \tau_0 \sqrt{\frac{m}{k}}.$$
(3.28)

Полученная оценка имеет важное значение. Предположим, что в лабораторных условиях исследуют движение вязкопластичной жидкости. Предположим, что  $\tau_0 = 1 \text{ H/m}^2$ . При использовании трубки длиной l = 1 м и R = 0,01 м величина  $\Delta p_0 = 10^2 \text{ H/m}^2$ . Это очень малое значение, которое может быть не обнаружено измерительными средствами в данных условиях. При движении этой же жидкости в пористой среде с коэффициентом проницаемости  $k = 2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$  и пористостью m = 0,2 величина  $G_0 = 10^6 \text{ H/m}^3 = 1 \text{ МПа/м}$ , поэтому на участке фильтрации длиной l = 1 м начальный перепад равен 1 МПа, т.е. значение одного порядка с депрессией на пласт. Таким образом, малый (в условиях обычных реометрических измерений) эффект при движении в пористой среде оказывается существенным.

Начальный градиент давления проявляется при фильтрации нефтей с повышенным содержанием асфальтенов и парафинов, глинистых и цементных растворов, пен и других систем. Однако этот эффект определяется не только свойствами фильтрующейся системы, но и свойствами пористой среды и характером их взаимодействия. Так, начальный градиент давления наблюдается при движении воды через глинизированные и карбонатные коллекторы.

Состав и свойства пористой среды обусловливают проявление начального градиента при фильтрации газа. Этот эффект наблюдается, например, при движении газа в пористой среде при наличии глинистых фракций и остаточной воды. При этом чем больше остаточная водонасыщенность и содержание глины, тем больше начальный градиент давления. Жидкая фаза в пористой среде приводит к образованию пузырьков газа, наличие которых ведет к проявлению эффекта Жамена. Суть его заключается в том, что для проталкивания пузырька газа через сужение порового канала необходимо приложить дополнительную силу. Возникновение этой силы связано с деформацией пузырьков при прохождении суженной части канала и изменением кривизны его поверхности. Возникающий при этом дополнительный перепад давления может быть оценен как  $\sigma/r_n$ .

При большом числе пузырьков перепад давления, который необходимо приложить, чтобы газ начал двигаться, становится ощутимым – фильтрация газа происходит с начальным градиентом давления.

Аналогичным образом на фильтрацию газа влияет гистерезис краевого угла смачивания, при котором радиусы переднего и заднего мениска двигающегося пузырька оказываются неодинаковыми. Это приводит к появлению дополнительного перепада давления, направленного против движения. Зависимость v от  $\Delta p/l$  в данном случае будет иметь вид кривой 1 на рис. 3.13.

Жидкости, для которых зависимость v от  $\Delta p/l$  соответствует кривой 2 на рис. 3.13, характеризуются переменной вязкостью (точнее, с увеличением скорости движения эффективная вязкость уменьшается). Течение таких жидкостей в пористой среде обычно описывается степенным законом фильтрации вида

$$\overline{v} = a \left| \nabla p \right|^{n-1} \nabla p, \tag{3.29}$$

где *а*, n – некоторые положительные константы, определяемые по опытным данным;  $|\nabla p|$  – модуль градиента давления.

Любой физический закон должен быть инвариантным по отношению к определенным преобразованиям и свойствам. Для пояснения покажем, что второй закон Ньютона (сохранение импульса замкнутой механической системы) связан с однородностью пространства. Рассмотрим функцию Лагранжа системы материальных точек

$$L = \sum_{i} \frac{m_{i} v_{i}^{2}}{2} - U(\bar{r}_{1}, \bar{r}_{2}, ...), \qquad (3.30)$$

где  $m_i$ ,  $v_i$  – масса и скорость *i*-й точки; U – потенциальная функция системы.

В силу однородности пространства механические свойства замкнутой системы не изменяются при любом параллельном переносе этой системы как целого в пространстве или, что то же самое, при любом переносе начала координат. Параллельный перенос означает, что все радиусы-векторы системы изменяются на одну и ту же величину  $\bar{r_i} \rightarrow \bar{r_i} + \bar{\epsilon}$ . Изменение функции L в результате бесконечно малого изменения координат при неизменных скоростях частиц

$$\delta L = \sum_{i} \frac{\partial L}{\partial \bar{r}_{i}} \,\delta \,\bar{r}_{i} = \bar{\epsilon} \sum_{i} \frac{\partial L}{\partial \bar{r}_{i}}.$$
(3.31)

В силу произвольности  $\bar{\epsilon}$  требование  $\delta L = 0$ , что соответствует неизменности механических свойств системы, равнозначно условию

$$\sum_{i} \frac{\partial L}{\partial \bar{r}_{i}} = 0. \tag{3.32}$$

Известно, что с использованием функции Лагранжа уравнения движения записываются в виде

$$\frac{d}{dt}\frac{\partial L}{\partial \overline{v}_i} = \frac{\partial L}{\partial \overline{r}_i}.$$
(3.33)

Сопоставляя выражения (3.32) и (3.33), получаем

$$\sum_{i} \frac{d}{dt} \frac{\partial L}{\partial \overline{v}_{i}} = \frac{d}{dt} \sum_{i} \frac{\partial L}{\partial \overline{v}_{i}} = \frac{d}{dt} \sum_{i} m_{i} v_{i} = 0.$$

Отсюда следует, что импульс замкнутой механической системы постоянен во времени:

$$\sum_{i} m_i v_i = \text{const.}$$

Закон фильтрации (3.29) должен отвечать инвариантности относительно поворота осей, т.е. изотропности пространства. В одномерном случае закон (3.29) принимает вид

$$v = -a \left| \frac{\partial p}{\partial x} \right|^{n-1} \frac{\partial p}{\partial x}.$$
 (3.34)

Очевидно, что случай n > 1 соответствует кривой 2 на рис. 3.13. Уменьше-ние эффективной вязкости системы при увеличении скорости движения связа-но с разрушением внутренней структуры жидкости, в частности с ослаблением межмолекулярных связей и преимущественной ориентацией макромолекул вы-сокомолекулярных компонентов и других надмолекулярных образований вдоль линий тока. При n < 1 получаем зависимость типа 3 (см. рис. 3.13). Такое пове-дение характерно для вязкоупругих систем при движении в пористой среде. Об этом подробнее будет сказано далее.

#### 3.8. ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗА В ПОЛЗУЧИХ СРЕДАХ

При фильтрации жидкости или газа в пористых (или трещиноватых, тре-щиновато-пористых) средах на характеристики течения существенно влияет деформация горных пород. Экспериментальному исследованию деформацион-ных свойств нефтегазосодержащих пластов в связи с фильтрацией в них жид-костей и газов посвящено множество работ. Развитая в этих исследованиях теория исходит из предположения о мгновенной связи между деформациями и напряжениями, возникающими в горных породах. В то же время известно, что деформация горных пород имеет релаксационный характер. Это подтверждено экспериментальными исследованиями, в которых приведены результаты изучения зависимости деформации от времени для различных пород. Время релаксации в экспериментах изменялось в широких пределах (от нескольких часов до нескольких лет).

Анализ разработки конкретных месторождений показывает, что во многих случаях обнаруживается несоответствие наблюдаемых и расчетных данных. Например, по результатам газодинамических исследований скважин Оренбургско-го и Вуктыльского месторождений время стабилизации давлений часто дости-гает 10 сут и более, а иногда даже и нескольких месяцев. Эти значения намного гает 10 сут и более, а иногда даже и нескольких месяцев. Эти значения намного превышают расчетные времена, определенные по формулам теории упругого режима фильтрации. Приведенные факты свидетельствуют о необходимости учитывать в расчетах фильтрационные течения релаксационного характера и происходящие при этом деформации пород. Рассмотрим основные соотношения, описывающие изменение фильтраци-онных параметров пород-коллекторов в зависимости от нагрузки. Предполо-жим, что зависимость между параметрами среды и действующими напряже-ниями является линейной. Для учета объемной ползучести горных пород по

аналогии с методами теории ползучести можно записать:

$$k = k_0[1 + F_1 + (p - p_0)]; m = m_0[1 + F_2 + (p - p_0)];$$
(3.35)

$$F_i u = \int_0^t F_i(t-\tau) u(\tau) d\tau, \ i = 1, 2.$$

Здесь  $F_1$ ,  $F_2$  – ядра ползучести, являющиеся характеристиками горной породы; p – внутрипоровое давление;  $p_0$  – некоторое пластовое давление, принятое за начало отсчета.

Соотношения (3.35) – естественное обобщение известной модели в теории фильтрации с мгновенной связью между деформациями и напряжениями для проницаемости k и пористости m и записаны для случая, когда пластическими деформациями можно пренебречь. Вид функций  $F_1(t)$ ,  $F_2(t)$  определяют экспериментально.

В предположении о справедливости закона Дарси для капельной жидкости при  $\rho = \rho_0 [1 + \beta(p - p_0)]$  уравнение фильтрации сжимаемой жидкости в ползучей среде имеет вид

$$\frac{k_0}{\mu} \operatorname{div}\{[1 + F_1(p - p_0)\nabla p]\} = m_0 \frac{\partial}{\partial t}\{[1 + \beta(p - p_0)][1 + F_2(p - p_0)]\}, \quad (3.36)$$

где µ, р – вязкость и плотность жидкости.

Учитывая, что в реальном диапазоне изменения внутрипорового давления относительные деформации пород малы, и пренебрегая величинами второго порядка малости, из уравнения (3.36) получаем

div {[1 + F<sub>1</sub>(p - p<sub>0</sub>)∇p]} = 
$$\frac{1}{x} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{1}{x_1 \beta} \frac{\partial}{\partial t} [F_1(p - p_0)];$$
 (3.37)  
 $x_1 = k_0 m_0^{-1} \beta^{-1} \mu^{-1}; \quad x = k_0 m_0^{-1} \mu^{-1}.$ 

Рассмотрим частные случаи уравнения (3.37). Для расчета стабилизации фильтрационного потока существенное значение имеет изменение проницаемости в зависимости от давления, тогда как изменением пористости практически можно пренебречь. При этих условиях в уравнении (3.37) следует положить  $F_2 = 0$ .

Для расчетов изменения давления при прекращении фильтрации существенным становится изменение пористости. Уравнение для этого случая можно получить из уравнения (3.37) при  $F_1 = 0$ .

Рассмотрим теперь фильтрацию идеального газа, уравнение состояния которого  $\rho = cp$ . Аналогично (3.37) получаем

Предположим, что решения (3.38) близки к решению следующего линейного (относительно квадрата давления) уравнения:

$$\operatorname{div}\{1+p_0^{-1}(F_1(p^2-p_0^2))\nabla p^2\} = \frac{1}{x^2}\frac{\partial p^2}{\partial t} + \frac{2p}{x_2}\frac{\partial}{\partial t}[F_2(p^2-p_0^2)]; \quad (3.39)$$

$$x = k_0 p_0(m_0 \mu)^{-1}; \ \mu = \text{const.}$$

При стабилизации расхода процесс фильтрации газа описывается уравнением (3.36) при  $F_2 = 0$ .

В случае изменения давления при прекращении фильтрации газа в уравнении (3.36) следует положить  $F_1 = 0$ .

Граничные условия для уравнений типа (3.36)—(3.39) формулируют обычным образом. При формулировке начальных условий следует учитывать исходное распределение давления, так как в соотношениях (3.35) за исходное принято фиксированное значение внутрипорового давления. Например, при пуске скважины начальное условие записывают в виде  $p = p_0$  при t = 0, а уравнения (3.36)–(3.38) сохраняют свой вид.

В общем случае, когда начальное распределение давления отлично от  $p_0$ , соотношения (3.35) следует несколько видоизменить. При этом характер изменения давления и расхода при повышении и снижении внутрипорового давления оказывается различным.

Рассмотрим задачу о пуске скважины с постоянным расходом в осесимметричном случае. Радиус скважины обозначим r<sub>c</sub>, радиус пласта R.

Предположим, что функции  $F_i(t)$  в соотношениях (3.35) имеют вид

$$F_1(t) = k_1 \exp(-\gamma_1 t); \quad F_2 = 0.$$
 (3.40)

Уравнения (3.37), (3.40) решают при условиях

$$t = 0; \quad p = p_0 = 0; \quad r = R; \quad p = 0; \quad r = r_c;$$
  
$$r(\partial p/\partial r) = \mu Q (2\pi k_0 h)^{-1} = q_0. \tag{3.41}$$

Для качественного анализа процесса используем метод усреднения по пространственной переменной, а именно положим, что

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial t} = \varphi(t);$$

$$k(t) \approx k_0 [1 + F_1 p];$$

$$p(t) = \frac{2}{R^2 - r_c^2} \int_{r_c}^{R} rp(r, t) dr.$$
(3.42)

Тогда взамен выражений (3.37), (3.40) получим

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)=\frac{\varphi(t)k_0}{x_1k(t)}=f(t).$$

Проинтегрировав это уравнение и использовав (3.41) с учетом  $r_{\rm c} \ll R$ , най-

$$p(r, t) = \frac{f(t)(r^2 - R^2)}{4} + \left(q_0 - \frac{f(t)r_c^2}{2}\right) \ln \frac{r}{R};$$

$$p = \frac{f(t)R^2}{8} - \frac{q_0}{2}.$$
(3.43)

Использовав выражения (3.42), получим

$$-R^{2}f'_{t} = 8xk(t)f, \ f(0) = -4q_{0}R^{-2}.$$
(3.44)

Здесь начальное условие при t = 0 для функции f получено из начального условия в среднем p(0) = 0.

Для решения уравнения (3.44) поступим следующим образом. Так как усредненное давление p(t) изменяется от нуля до  $q_0/2$ , положим в соотношениях (3.42)  $p(t) = -q_0/4$ . Тогда

$$k(t) = k_0 \left\{ 1 - \frac{1}{4} q_0 k_1 [1 - \exp(-\gamma_1 t)] \right\}.$$

Подставив выражение для k(t) в (3.44) и проинтегрировав, определим давление в скважине:

$$p(r_{c}, t) = -\frac{q_{0}}{2} \left\langle 1 - \exp\left\{-\frac{8x_{1}}{R^{2}} \left[ \left(1 - \frac{q_{0}k}{4\gamma_{1}}\right)t + \frac{q_{0}k}{4\gamma^{2}}(1 - \exp(-\gamma_{1}t)) \right] \right\} \right\rangle.$$
(3.45)

При небольших значениях t из уравнения (3.45) получим

$$p(r_{\rm c}, t) \approx -\frac{1}{2}q_0[1 - \exp(-8x_1R^{-2}t)],$$
 (3.46)

что совпадает с формулами для упругого режима фильтрации с характерным временем  $T = R^2(8x)$ .

При больших t

$$p(r_{\rm c}, t) = -\frac{q_0}{2} \left\langle 1 - \exp\left\{-\frac{8x_1}{R^2} \left[ \left(1 - \frac{q_0 k_0}{4\gamma_1}\right) t + \frac{q_0 k_1}{4\gamma_1^2}\right] \right\} \right\rangle;$$
(3.47)

$$T_2 = R^2 \{8x[1 - q_0k_1(4\gamma_1)^{-1}]\}^{-1} > T_1.$$
(3.48)

Характерное время  $T_2$  этого процесса определяется не только параметрами системы ( $R_i$ ,  $k_0$ ,  $k_1$ ,  $\gamma_1$ ), но и расходом  $q_0$ . При его увеличении время стабилизации давления возрастает.

При исследовании фильтрации природных газов характерна задача о восстановлении давления в скважине, работавшей до остановки с постоянным расходом. Решение этой задачи используется для определения фильтрационных параметров пластов. Положим, что ядра  $F_i(t)$  имеют вид

$$F_1 = 0, F_2(t) = m_1 \exp(-\gamma_2 t);$$
 (3.49)

где  $m_1 > 0$  – некоторый параметр;  $\gamma_2^{-1}$  – время релаксации породы.

Для расчета восстановления давления необходимо использовать уравнение (3.39), которое с учетом выражений (3.49) принимает вид

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p^2}{\partial r}\right) = \frac{1}{x_2}\frac{\partial p^2}{\partial t} + \frac{2p_0m_1}{x_2}\frac{\partial}{\partial t}\int_0^t \exp[-\gamma_2(t-\tau)](p^2-p_0^2)d\tau.$$
(3.50)

Уравнение (3.50) решается при условиях: t = 0;  $p^2 = q_0 \ln (r/R)$ ;  $r = r_c$ ,  $\partial p^2 / \partial r = 0$ ; r = R;  $p^2 = 0$ .

Применив для решения этой задачи преобразование Лапласа по времени, получим в пространстве изображений решение в виде

$$U(r, S) = \frac{q_0}{S} \left\{ \ln \frac{r}{R} - \frac{K_0(nR)J_0(nr) - J_0(nR)K_0(nr)}{nr[K_0(nR)J_1(nr_c) - J_0(nR)K_0(nr)]} \right\};$$

$$n^2 = Sx^{-1} [1 + 2p_0 m_1 (S + \gamma_2)^{-1}],$$
(3.51)

где U(r, S) – изображение функции  $p^2(r, t)$ ; S – параметр преобразования Лапласа; K<sub>0</sub>, K<sub>1</sub>, J<sub>0</sub>, J<sub>1</sub> – стандартные обозначения функций Бесселя. Тогда для изменения давления на скважине получим асимптотическое

Тогда для изменения давления на скважине получим асимптотическое выражение

$$p_{0}^{2} - p^{2}(r_{c}, t) = [A \exp(\delta, t) + (1 - A) \exp(\delta_{2}t)]q_{0};$$

$$A = (\gamma_{2} + \delta_{1} + 2p_{0}m_{1})(\delta_{1} - \delta_{2})^{-1}, \ \delta_{1} < \delta_{2} < 0;$$

$$\delta_{1,2} = \frac{4x_{2} + R^{2}(2p_{0}m_{1} + \gamma_{2})}{2R^{2}} \mp \left\{ \left[ \frac{4x_{2} + R^{2}(2p_{0}m_{1} + \gamma_{2})}{2R^{2}} \right]^{2} - \frac{4\gamma_{2}x_{2}}{R^{2}} \right\}^{0,5}.$$
(3.52)

Из выражений (3.52) следует, что существуют два асимптотических представления для изменения давления на скважине:

$$p_0^2 - p^2(r_c, t) = [(1 - A) + A \exp(\delta, t)]q_0, \ |\delta_2| t \ll t;$$
(3.53)

$$p_0^2 - p^2(r_c, t) \approx [(1 - A) + A \exp(\delta_2 t)]q_0, \ |\delta_2| t \gg t.$$
 (3.54)

На рис. 3.14, а, б представлена КВД, снятая на одной из скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения, построенная в координатах

X = ln[(
$$p_0^2 - p^2$$
) $q_0^{-1}$ ] и Y = ln[( $p_0^2 - p^2$ ) $q_0^{-1} - 1 + A$ ].

Отметим, что в течение 3 сут восстановилось примерно две трети начального перепада давления (p = 19,8 МПа). Как уже отмечалось, столь длительное время восстановления давления трудно объяснить исходя из обычных уравнений упругого режима.

Обработка КВД по формулам (3.53), (3.54) дала  $\gamma_2 = 4,3 \cdot 10^{-6} \text{ c}^{-1}; 4x_2 = 1,4 \cdot 10^{-5} \text{ c}^{-1}; m_1 = 3,4 \cdot 10^{-7} \text{ МПа}^{-1}.$  Как видно, время релаксации породы намного больше времени гидродинамического перераспределения давления в пласте.

С использованием полученных данных можно оценить коэффициент сжимаемости порового объема. Действительно, из соотношений (3.35) следует, что при создании постоянной нагрузки изменение пористости

$$m = m_0 [1 + m_1 \gamma_2^{-1} (p - p_0)] = m_0 [1 + \beta_n (p - p_0)].$$
(3.55)

В рассмотренном случае коэффициент сжимаемости  $\beta_{\pi} = 8 \cdot 10^{-2} \text{ MIa}^{-1}$ . Для



Рис. 3.14. Кривая восстановления давления:  $a - X = \ln (p_0^2 - p^2)q_0^{-1}; \ 6 - Y = \ln [(p_0^2 - p^2)q_0^{-1} - 1 + A]$ 

известняков  $\beta_n$  изменяется от  $10^{-1}$  до  $10^{-3}~M\Pi a^{-1}$ . Газосодержащие породы Оренбургского месторождения представлены трещиновато-пористыми карбонатными породами. Обработка результатов газодинамических исследований большого числа скважин этого месторождения показала, что параметр  $\beta_n$  изменяется от  $10^{-1}$  до  $10^{-2}~M\Pi a$ , что достаточно хорошо согласуется с известными данными.

Следует отметить, что увеличение времени переходных процессов в пластах обусловливается различными физическими причинами. В частности, релаксационный эффект можно объяснить двойной пористостью или межпластовыми перетоками газа или жидкости, поэтому модель для описания фильтрации необходимо выбирать с учетом имеющейся геологической, геофизической и другой информации о залежи.

Как уже было сказано, пласт представлен трещиновато-пористой средой, однако характерные времена релаксации, определенные в соответствии с теорией фильтрации в среде с двойной пористостью [13], оказываются значительно меньше, чем полученные в рассмотренных примерах. Это говорит о необходимости учета ползучести пород при фильтрационных расчетах и возможности трактовки пласта месторождения как обычной пористой среды, обладающей, однако, объемной ползучестью.

Из полученных результатов следуют некоторые качественные выводы. При разработке газовой залежи на истощение по мере снижения пластового давления периоды перераспределения давления в пласте увеличиваются вследствие релаксационных эффектов. Такая картина наблюдалась на Вуктыльском газоконденсатном месторождении, где, по данным филиала ВНИИГаза в Республике Коми, времена восстановления давления в скважинах при их остановке увеличились в несколько раз по сравнению с начальными при снижении пластового давления примерно на 30 %.

## 3.9. ВЛИЯНИЕ СОРБЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ ПОРОД НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ

Стационарное движение газа в пористых средах традиционно описывают на основе законов фильтрации – линейного, двучленного, с начальным градиентом давления. Известно, что стационарный режим фильтрации устанавливается за промежуток времени, определяемый исходя из гидродинамических соображений. Таким образом, на основе экспериментальных данных о стационарных режимах движения устанавливают закон фильтрации. Ранее было показано, что фильтрация разных газов (в экспериментах использовались воздух и природный газ) при однотипных условиях подчиняется различным законам (см. п. 3.1). В определенных условиях стабилизация фильтрационного потока происходит в течение длительного времени, которое на несколько порядков превышает гидродинамическое время. Очевидно, что эти результаты нельзя описать в рамках существующих представлений, и для их объяснения необходимо привлечение новых подходов. Как известно, при фильтрации газа в пористой среде существенное значение имеют сорбционные процессы. По данным экспериментальных исследований, количество сорбированного газа может доходить до 10–15 % его количества, заключенного в порах. Тем не менее, влияние сорбированного газа на фильтрационные характеристики может быть весьма ощутимым. Дело в том, что при определении фильтрационных свойств за время исследований через модель проходит объем газа, составляющий незначительную часть объема, заключенного в порах, причем с увеличением размеров модели эта величина уменьшается. Так, простой расчет показывает, что время, необходимое для прохода через модель объема газа, равного количеству газа в модели, при коэффициенте проницаемости около  $10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $l \approx 10$  м,  $\Delta p \approx 0,1$  МПа,  $p \approx 0,1$  МПа имеет величину порядка суток и более. В связи с этим массообмен между сорбированным и свободным газом может ощутимо влиять на характеристику фильтрационного потока.

Сорбция (соответственно десорбция) газа происходит весьма медленно. Оценки показывают, что характерное время этих процессов для лабораторных экспериментов составляет не менее 10<sup>4</sup> с. Следует, однако, учитывать наличие как поверхностной, так и объемной сорбции, т.е. диффузию молекул газа внутрь зерен породы. Известно, что среднее время трехмерной диффузии значительно больше, чем двухмерной, при одинаковых геометрических размерах (например, диффузия в шаре и круге одного радиуса). Поэтому стабилизация сорбционного, а следовательно, и гидродинамического режима происходит в течение времени, значительно превышающего реальное время наблюдений при проведении экспериментов. Исходя из этого рассмотрим модель фильтрации газа с учетом кинетики сорбции в изотермических условиях.

1. Система уравнений линейной фильтрации газа с учетом сорбционного обмена имеет обычный вид

$$m \frac{\partial \rho}{\partial t} = -\operatorname{div} \overline{v} + f; \quad \overline{v} = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p,$$
 (3.56)

где  $\overline{v}$  – скорость фильтрации; f – член, характеризующий сорбционный массообмен.

Процесс сорбции газа породой можно рассматривать как двухэтапный – осаждение молекул на поверхности и диффузия внутрь блока зерен породы. Поскольку диффузионный процесс, как более медленный, является лимитирующим этапом, сорбцию газа можно рассматривать как диффузию внутрь зерен породы, а кинетику поверхностей сорбции учитывать в граничных условиях.

Для расчета диффузии молекул газа в твердом теле необходимо выбрать определенную модель. В дальнейшем будем использовать одномерное уравнение диффузии (нетрудно показать, что при использовании других расчетных моделей, например цилиндрической или сферической диффузии, получаемые формулы будут иметь аналогичную структуру). Обозначим размер области диффузии через *l*, массу сорбированного газа в единице объема скелета породы – через *c*. Уравнение диффузии

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{\partial^2 c}{\partial t^2}, \quad 0 < x < l$$
(3.57)

необходимо дополнить начальным и граничным условиями. В качестве начального условия примем

$$c(0, x) = c_1. \tag{3.58}$$

Пусть поверхность твердого тела, которая соприкасается со свободным газом, т.е. через которую молекулы газа проникают в блок породы, имеет координату x = l. Тогда в сечении x = 0 имеем естественное условие

$$\frac{\partial c}{\partial x}(t,\,0) = 0. \tag{3.59}$$

В сечении x = l происходит попадание молекул газа на поверхность блока породы. Пусть a(p) – изотерма сорбции, т.е. в равновесных условиях  $c_0 = a(p)$ . Тогда, учитывая кинетический характер сорбционного процесса, условие при x = l можно записать в виде

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{c-a(p)}{T}\Big|_{x=l},$$
(3.60)

где Т – параметр с размерностью времени.

Для определения массообмена между свободным и сорбированным газом необходимо определить

$$q = -D\frac{\partial c(l, t)}{\partial x}.$$
(3.61)

Нетрудно заметить, что величины f и q связаны соотношением

$$f = S(1 - m)q,$$
 (3.62)

где S – удельная площадь поверхности пористой среды.

Таким образом, уравнения (3.56)-(3.62) составляют полную замкнутую систему фильтрации газа с учетом сорбции.

Далее потребуется найти явное выражение для потока q(t), определяемого равенством (3.61). Применим для решения задачи (3.57)–(3.62) преобразование Лапласа с параметром  $\sigma$ . Опустив промежуточные выкладки, приведем выражение для изображения потока  $\bar{q}$ :

$$\overline{q} = \frac{(\sigma D)^{0.5}}{1 + \sigma t} \operatorname{th}\left(\sqrt{\frac{\sigma}{D}}l\right) \left(\overline{a} - \frac{c_1}{\sigma}\right), \tag{3.63}$$

где  $\bar{a}$  – изображение функции a[p(t)].

Из уравнения (3.63) следует, что поток q(t) можно представить в виде свертки

$$q(t) = -\frac{\partial}{\partial t} \int_{0}^{t} F(t-\tau) \Big[ a(p(\tau)) - c_{\tau} \Big] d\tau, \qquad (3.64)$$

где F(t) – ядро.

Далее рассмотрим одномерную фильтрацию. Использовав выражения (3.56), (3.62) и (3.64), получим уравнение фильтрации газа с учетом сорбции (газ считается идеальным

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{m\mu} \frac{\partial}{\partial y} \left( p \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{(1-m)Sp_0}{m\rho_0} q(t).$$
(3.65)

Примем, что изотерма сорбции линейна, т.е. a(p) = ap. С учетом уравнения (3.64) после обычной линеаризации, взамен последнего уравнения имеем

$$\frac{\partial p}{\partial t} = x \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} - b \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t F(t-\tau) [p^2(\tau, y) - p_1^2] d\tau; \qquad (3.66)$$

$$x = \frac{k p_{cp}}{m \mu}; \quad b = \frac{(1-m)Sap_0}{m \rho_0},$$

где  $p_1$ ,  $p_{cp}$  – начальное и среднее давление соответственно.

2. Проанализируем на основе уравнения (3.66) особенности фильтрации газа в сорбируемых средах. Сначала упростим это уравнение. Известно, что коэффициент диффузии молекул газа в твердом теле достигает  $10^{-8}$  с, поэтому характерное время диффузионного процесса может быть намного больше гидродинамического. Например, для блоков размером  $10^{-2}$  см оно составляет несколько суток, что значительно превышает обычно время традиционных лабораторных исследований на кернах. Для блоков размером  $10^{-1}-10^{0}$  см время диффузии соизмеримо с периодом эксплуатации залежи. Исходя из приведенных оценок, в уравнении (3.66) можно пренебречь членом в левой части. Тогда

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} - \beta \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t F(t-\tau) [p^2(\tau, y) - p_1^2] d\tau; \qquad (3.67)$$
$$\beta = b x^{-1}.$$

где F(t) – оригинал функции  $(\sigma^{-1}D)^{0.5}(1+\sigma T)^{-1}$ th $(l\sqrt{\sigma D^{-1}})$ .

Очевидно, что решения (3.67) описывают квазистационарные фильтрационные течения, при которых медленные изменения характеристик потока определяются процессами диффузии.

Рассмотрим одномерную фильтрацию газа через образец длиной L при заданном перепаде давления. Для этого необходимо решить уравнение (3.67) при условиях

$$p^{2}(0, y) = p_{1}^{2}; p^{2}(t, L) = p_{1}^{2}(t); p^{2}(t, 0) = p_{2}^{2}(t); p_{1}(0) = p_{1}.$$
 (3.68)

Применим для решения задачи (3.67), (3.68) преобразование Лапласа, обозначив  $u = p^2$ :

$$\frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = \beta \,\overline{F} \,\sigma u = \gamma^2 u; \ u(L) = \overline{p}_1^2; \ u(0) = \overline{p}_2^2.$$

Решив сформулированную задачу для объемного расхода газа, получим

$$\overline{Q} \approx \frac{k}{2\mu p_0} \frac{p_2^2 - \overline{p}_2^2}{L} \left( 1 + \beta \frac{L^2 \sqrt{D\sigma}}{1 + \sigma T} \operatorname{th} l \sqrt{\frac{\sigma}{D}} \right).$$
(3.69)

Перейдя к оригиналам, для больших значений t будем иметь

$$Q \approx \frac{k}{2\mu p_0 L} \left( \Delta p^2(t) + \frac{2\beta L^2 D}{3l} \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t R(t-\tau) \Delta p^2(\tau) d\tau \right), \qquad (3.70)$$

где

$$\Delta p^2 = p_1^2(t) - \Delta p_2^2(t);$$

281

$$R(t) = \exp\left(-\frac{t}{T}\right) - \exp\left(\frac{\pi^2 \sqrt{D^2}}{\tau l} t\right) \left(\frac{\pi^2 \sqrt{D}}{\tau l} - \frac{1}{T}\right)^{-1}.$$
 (3.71)

Если  $T \ll l^2/D = T_1$ , т.е. диффузия лимитирует процесс, то (3.70) упрощается:

$$Q(t) = \frac{k}{2\mu p_2 L} \left[ \Delta p^2 + \frac{2\beta L^2 D}{3l} \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t \exp\left(-\frac{t-\tau}{T_1}\right) \Delta p^2(\tau) d\tau \right].$$
(3.72)

Сравним (3.70) и (3.72) при постоянной разности квадратов давления  $\Delta p^2$ . В уравнении (3.70) дебит Q(t) монотонно уменьшается от  $Q_0(0)$  до  $Q_0(-\infty)$ :

$$Q_0(0) = \frac{k}{2\mu p_0 L} \left( 1 + \frac{2\beta L^2 D}{3l} \right) \Delta p^2; \quad Q_0(-\infty) = \frac{k}{2\mu p_0 L} \Delta p^2.$$
(3.73)

С учетом кинетики сорбции, т.е. при  $T \neq 0$ , при постоянном  $\Delta p^2$  дебит Q(t) изменяется от Q(0) до  $Q(\infty)$  немонотонно, проходя через максимум при

$$t_1 = \left(\frac{\pi^2 \sqrt{D}}{4l} - \frac{1}{T}\right)^{-1} \ln \frac{\pi^2 \sqrt{D}T}{4l}.$$
 (3.74)

При D = 0 из уравнения (3.70) получаем линейную связь между  $\Delta p^2$  и Q. Отметим, что она остается линейной несмотря на зависимость от времени, поскольку полученное решение справедливо при значениях времени, значительно превышающих гидродинамическое время установления режима течения, равное  $L^2/x$ .

Рассмотрим влияние диффузии на зависимость  $Q = Q(\Delta p^2)$ .

Нетрудно показать, что сорбция газа породой существенно влияет на фильтрационные характеристики. С этой целью проведем следующий расчет. Перепишем уравнение (3.72) в безразмерных переменных, приведя его к виду

$$y(t) = x(t) + a \frac{\partial}{\partial t} \int_{0}^{t} \exp\left(-\frac{t-\tau}{T_{1}}\right) x(\tau) d\tau; \qquad (3.75)$$

$$y(t) = \frac{2\mu L p_2}{k} Q(t); \quad x(t) = \frac{\Delta p^2}{p_2^2}; \quad a = \frac{2\beta L^2 D}{3l}.$$

Положим a = 1, что реально. Пусть x(t) изменяется ступенчато через интервалы времени  $T_2 = 0,1T_1$ . Поскольку течение квазистационарное, примем, что период времени  $T_2$  также значительно превышает гидродинамическое время установления режима. При этом в течение времени наблюдения на одном режиме расход Q(t) изменяется не более чем на 8 %, что находится в пределах погрешности обычных экспериментов на керне. Таким образом, формально традиционная методика экспериментальных исследований выполняется. Тем не менее вид зависимости  $Q(\Delta p^2)$  определяется в данном случае последовательностью изменения перепада давления. На рис. 3.15 представлены расчетные зависимости, полученные при увеличении (кривая 1) и уменьшении (кривая 2) перепада давления. В первом случае полученная зависимость характерна для двучленного закона фильтрации.

На рис. 3.16 эта зависимость перестроена в координатах ( $\Delta p^2/Q$ ) – Q, как



Рис. 3.15. Расчетная зависимость Q от  $\Delta p^2$ при увеличении (1) и уменьшении (2) перепада давления



Рис. 3.16. Расчетная зависимость  $\Delta p^2/Q$  от Q, соответствующая фильтрации с начальным градиентом давления

это обычно делается для проверки справедливости двучленного закона. Она соответствует закону фильтрации с начальным градиентом давления. При немонотонном изменении депрессии зависимость может иметь различный вид, например S-образный. Кроме того, если по полученным данным определить коэффициент продуктивности (проницаемости) керна, то его значение может отличаться от истинного в несколько раз.

3. Более сложная ситуация возникает, когда фильтрация газа происходит в неоднородной среде. Пусть, например, в составе пористой среды имеются низкопроницаемые включения, в частности глинистые. Известно, что движение газа через глину начинается при создании определенного критического начального градиента давления. В этом случае газ, сорбированный породой в низкопроницаемых зонах, при снижении давления выделяется не сразу, а после достижения определенного перепада давления между низко- и высокопроницаемой частями. При этом фильтрация газа происходит по высокопроницаемой части. Таким образом, следует рассматривать две равномерно перемешанные среды с разными параметрами. В соответствии с этим в первом уравнении системы (3.56) поток f представляется в виде двух слагаемых:  $f = f_1 + f_2$ , где  $f_1$ ,  $f_2$  – поток десорбируемого газа соответственно из высоко- и низкопроницаемой среды.

Поток  $f_1$  подсчитывается по формулам (3.62) и (3.64). При определении потока  $f_2$  следует учесть наличие критического перепада давления  $\Delta p_0$  между низко- и высокопроницаемыми частями пористой среды. Это можно сделать, представив поток  $f_2$  в виде (3.64):

при снижении давления

$$f_{2} = S(1-m)q_{2} = \begin{cases} -(1-m)S \frac{\partial}{\partial t} \int F_{2}(t-\tau) \{a_{2}[p(\tau) + \Delta p_{0}] - c_{1,2}\} d\tau \text{ при} \\ p_{1} - p > \Delta p_{0}; \\ 0 \text{ при } 0 < p_{1} - p < \Delta p_{0}. \end{cases}$$
(3.76)

при повышении давления

$$f_{2} = \begin{cases} -(1-m)S \frac{\partial}{\partial t} \int F_{2}(t-\tau) \{a_{2}[p(\tau) - \Delta p_{0}] - c_{1,2}\} d\tau & \text{при } p - p_{1} > \Delta p_{0}; \\ 0 & \text{при } 0 (3.77)$$

Примем  $p_0 = v/p$ , как это обычно делают при рассмотрении фильтрации газа с начальным градиентом давления.

Функция  $F_2$  совпадает с функцией  $F_1$  с точностью до значений параметров. Повторяя вывод (3.72), легко получить выражение для расхода Q(t) в этом случае:

$$Q(t) = \frac{k}{2\mu p_0 L} \left[ \Delta p^2(t) + \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{2\beta_1 L^2 D_1}{3l_1} \int_0^t \exp\left(-\frac{t-\tau}{T_1}\right) \Delta p^2(\tau) d\tau + \frac{2\beta_2 L^2 D_2}{3l_2} \int_0^t \exp\left(-\frac{t-\tau}{T_2}\right) (\Delta p^2(\tau) - \nu) d\tau \right) \right],$$
(3.78)

где индексы 1 и 2 относятся соответственно к высоко- и низкопроницаемым частям пористой среды.

Последнее слагаемое в правой части (3.78) обращается в нуль при  $|\Delta p^2| < v$ . Как следует из выражения (3.78), при достижении определенного перепада давления на зависимости  $Q(t) = Q[\Delta p^2(t)]$  будет наблюдаться излом, что подтверждается результатами экспериментальных исследований.

4. Рассматриваемая модель допускает обобщение на случай полидисперсной пористой среды, состоящей к тому же из разнородного материала. В этом случае каждый компонент пористой среды обладает своими физикохимическими и геометрическими параметрами –  $l_1$ ,  $D_1$ ,  $T_1$ . С учетом этого уравнения (3.70) примет вид

$$Q(t) = \frac{k}{2\mu p_0 L} \left[ \Delta p^2(t) + \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^n \int_0^t H_i(t-\tau) \Delta p^2(\tau) d\tau \right], \qquad (3.79)$$

где

$$H_{i}(t) = \frac{2L\beta D_{i}}{3l_{i}} \frac{\exp(-t/T_{i}) - \exp(-\pi^{2}\sqrt{D_{i}}/4l_{i})}{\pi^{2}\sqrt{D_{i}}/(4l_{i}) - 1/T_{i}}.$$
(3.80)

Пусть осуществляется режим с  $\Delta p^2 = \text{const.}$  Тогда взамен уравнения (3.79) получим

$$Q(t) = -\frac{k}{2p_0 L} \Delta p^2 \left[ 1 + \sum_{i=1}^n \varphi_i(t) \right], \qquad (3.81)$$

где

$$\varphi_{i}(t) = \left(\frac{\pi\sqrt{D_{i}}}{4l_{i}} - \frac{1}{T_{i}}\right)^{-1} \left[\frac{1}{T_{i}} \exp\left(-\frac{1}{T_{i}}\right) - \frac{4l_{i}}{\pi^{2}\sqrt{D_{i}}} \exp\left(-\frac{\pi^{2}\sqrt{D_{i}}}{4l_{i}}\right)\right].$$
 (3.82)

Таким образом,  $\varphi_i(t)$  – функция, имеющая один максимум или один минимум при

$$t_{i} = \left(\frac{\pi^{2}\sqrt{D_{i}}}{4l_{i}} - \frac{1}{T_{i}}\right)^{-1} \ln \frac{\pi^{2}\sqrt{D_{i}}T_{i}}{4l_{i}}.$$
(3.83)

Поскольку все  $t_i$  различны, как следует из уравнения (3.81), расход Q(t) при большом n будет представляться в виде суммы случайных колебаний и постоянной величины. При этом в случае достаточно большого времени наблюдения, когда  $\varphi_i(t) \rightarrow 0$ , будет происходить стабилизация расхода.

Проведенные расчеты показывают, что при фильтрации газа в сорбируемых средах использование обычных методик определения законов фильтрации неправомерно. Для этого требуется проводить исследования в течение длительного времени. Более того, характерное время переходного процесса в пористой среде, как это отмечалось, может быть соизмеримо с временем разработки газовой залежи. В этих условиях само понятие закона фильтрации газа как стационарной зависимости между вектором скорости фильтрации и градиентом давления теряет смысл, поэтому фильтрационные характеристики необходимо определять одновременно с сорбционными по данным экспериментов.

## 3.10. ИССЛЕДОВАНИЕ СОРБЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Обычно при промышленной разведке начальные запасы газовой и газоконденсатной залежи, а также ее поровый объем оценивают с применением метода материального баланса при падении пластового давления.

Если считать, что движение газоводяного и газонефтяного контактов отсутствует, то запасы газа газовых месторождений можно подсчитать с помощью задачи о закрытом сосуде. В этом случае можно записать два уравнения состояния газа, характерные для двух периодов разработки при пластовых давлениях  $p_1$  и  $p_2$ :

$$p_1 V = z_1 G_1 RT;$$
 (3.84)

$$p_2 V = z_2 G_2 RT,$$
 (3.85)

где V – поровый объем пласта;  $z_1$ ,  $z_2$  – коэффициенты сверхсжимаемости соответственно при давлениях  $p_1$ ,  $p_2$ ;  $G_1$ ,  $G_2$  – масса газа, находящегося в пласте при давлениях  $p_1$ ,  $p_2$  соответственно; T – пластовая температура.

За время падения пластового давления от  $p_1$  до  $p_2$  было извлечено  $V_0$  (м<sup>3</sup>) газа, что соответствует разности

$$G_1 - G_2 = \frac{V}{RT} \left( \frac{R_1}{z_1} - \frac{R_2}{z_2} \right).$$
(3.86)

Выразив разность масс через объем добытого газа в нормальных условиях V<sub>0</sub>

$$G_1 - G_2 = \frac{p_0 V_0}{z_0 RT}$$

получим

$$V_0 = \frac{VT_0}{p_0 T} \left( \frac{p_1}{z_1} - \frac{p_2}{z_2} \right).$$
(3.87)

285

Тогда поровый объем пласта

$$V = \frac{V_0 p_0 T}{T_0 (p_1 / z_1 - p_2 / z_2)},$$
(3.88)

где  $T_0 = 273$  K;  $p_0 = 0,102$  МПа.

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТОВ

Для выявления влияния сорбционных процессов на суммарные запасы газа проводят эксперименты с пористой средой и без нее при прочих равных условиях. Полученную разницу в запасах газа можно отнести за счет влияния пористой среды.

Экспериментальная установка состоит из бомбы PVT, термостатируемой колонки и грузопоршневого манометра.

Сначала определяют объем пор. Для этого колонку заполняют неадсорбирующимся при исследуемых температурах газом (гелием), термостатируют, после чего газ выпускают в газометр, медленно снижая давление до атмосферного.

Объем пор определяют по формуле (3.88). Абсолютная погрешность уравнения (3.88)

$$\varepsilon_{1} = \frac{p_{0}}{T_{0}(p_{1}-z_{1})} \left( Tz_{1} dV_{0} + V_{0}z_{1} dT + \frac{V_{0}Tp_{1}}{p_{1}-z_{1}} dz_{1} + \frac{V_{0}Tz_{1}}{p-z_{1}} dp_{1} \right).$$
(3.89)

Относительная погрешность, %,

$$\delta_1 = \varepsilon_1 \cdot 100 / V. \tag{3.90}$$

Пример. Абсолютные значения измеренных величин и погрешности их определения приведены ниже:

Абсолютное значение	<i>p</i> = 16,3 МПа	z = 1,073	<i>T</i> = 303 К	$V_0 = 33\ 300\ {\rm cm}^3$
Погрешность	±0,08	±0,02	±0,2	±10

Подставляя в уравнение (3.89) взамен дифференциалов значения погрешности и абсолютные значения величин, приведенных выше, получаем абсолютную погрешность  $\varepsilon_1 = 0.84$  см<sup>3</sup>. По формуле (3.88) находим объем пор: V = 281.7 см<sup>3</sup>.

Тогда относительная погрешность, рассчитанная по уравнению (3.90),  $\delta_1 = 0.3\%$ .

Перед подачей исследуемого газа в колонку ее необходимо отвакуумировать при  $T \ge 353$  К. Затем система охлаждается до заданной температуры, заполняется газом и выдерживается под давлением в течение 20-24 ч.

После этого в колонке снижается давление путем медленного выпуска газа в газометр или через газовые часы. Скорость снижения давления не должна превышать 0,05 МПа в 1 мин.

Пример. Рассмотрим пример расчета запасов газа. Начальные предполагаемые запасы газа в колонке с пористой средой и в бомбе PVT определяют методом материального баланса по уравнению (3.87) при снижении давления от  $p_1$  до  $p_2$  (до 0,1 МПа). Тогда уравнение (3.87) принимает вид

$$V_0 = \frac{VT_0}{p_0 T} \left( \frac{p_1}{z_1} - 1 \right).$$
(3.91)

Абсолютную погрешность определения V<sub>0</sub> находим из уравнения

$$\varepsilon_{2} = \frac{T_{0}}{p_{0}Tz_{1}} \left( p_{1}dV + Vdp_{1} + Vp_{1}\frac{dz_{1}}{z_{1}} + Vp_{1}\frac{dT}{T} \right).$$
(3.92)

Относительная погрешность, %,

$$\delta_2 = \varepsilon_2 \cdot 100 / V_0. \tag{3.93}$$

В результате расчетов получены следующие абсолютные значения параметров и погрешности:  $p_1 = 33,6 \pm 0,168$  МПа;  $z_1 = 0,944 \pm 0,002$ ;  $V = 216,5 \pm \pm 0,65$  см<sup>3</sup>;  $T = 308 \pm 0,2$  К.

Подставляя эти значения в уравнение (3.92), получаем абсолютную погрешность:  $\varepsilon_2 = 0,3$ . По формуле (3.91) находим предполагаемые запасы газа с точностью  $\delta_2 = 0,46$  %.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Предварительно проведенная серия работ с гелием, азотом, пропиленом и природным газом по сравнению объемов газа, полученных экспериментально из бомбы равновесия PVT без пористой среды, и объемов газа, полученных при тех же условиях расчетом по методу материального баланса, показала следующее.

Объемы газов, выпущенных из бомбы PVT, совпадают с запасами газов, подсчитанными по уравнению (3.91), поэтому в дальнейшем влияние пористой среды на процесс учитывалось сравнением количества газа, получаемого из колонки с пористой средой, с запасами газа, рассчитанными по уравнению (3.91).

Для гелия и азота, которые практически не адсорбируются при указанных температурах, расчетные объемы совпадают с объемами, полученными из бомбы и колонки.

**Влияние давления на сорбционные процессы газа**. Согласно описанной методике были проведены эксперименты по установлению влияния начального давления на десорбцию природного газа.

Эксперименты проводили с природным газом следующего состава, %:  $C_1 - 94,89; C_2 - 3,3; C_3 - 1,05; C_4 - 0,53; C_{5+ высшие} - 0,23.$ 

Давление изменялось от  $p_1 = 2,8$  МПа до  $p_2 = 3,0$ ; МПа. Температура поддерживалась постоянной: T = 308 К.

Пористая среда состояла из 50 % кварцевого песка и 50 % монтмориллонитовой глины. Объем пор V = 216,5 см<sup>3</sup>. Результаты экспериментов приведены в табл. 3.3. Как видно, разность  $\Delta V$  между рассчитанным объемом  $V_p$  и объемом, полученным экспериментально (т.е. объемом газа, извлекаемого из пористой среды за счет сорбционных процессов), возрастает с увеличением начального давления. При этом  $\Delta V$  изменяется от 0,72 л при  $p_1 = 2,8$  МПа до 2,1 л при  $p_1$ = 3,4 МПа. В расчете на 1 м<sup>3</sup> объема пор ( $V_{nop}$ ) эти величины соответственно изменяются от 3,28 до 9,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> объема пор.

При увеличении  $p_1$  отношение  $\Delta V/V_p$  уменьшается, несмотря на возрастание абсолютного значения  $\Delta V$ . Если при давлении 2,8 МПа  $\Delta V/V_p$  составляет 13,45 %, то при давлении 33,6 МПа – 3,2 %. Однако при значительных запасах газа дополнительное извлечение даже 3 % газа равносильно открытию нового месторождения средней величины.

Совместное влияние температуры и давления на сорбционные процессы. На основании экспериментальных данных оценивают запасы газа с учетом процессов сорбции в месторождениях с разной пластовой температурой при различных давлениях. Рассматривают также совместное влияние температуры и давления на изменение сорбционной способности пород – коллекторов газа. Результаты экспериментов приведены в табл. 3.4.

Как видно, при одном и том же давлении объем газа, полученный из колонки с пористой средой, превышает объем газа, полученный из бомбы PVT без пористой среды (предполагаемый запас газа), на величину  $\Delta V$ . Это объясняется наличием в пористой среде адсорбированного газа, который десорбируется при снижении давления от  $p_1$  до 0,1 МПа.

При одном и том же запасе газа в бомбе PVT без пористой среды давление выше, чем в колонке с пористой средой. Это также происходит вследствие процессов сорбции в пористой среде.

При изменении температуры в исследованных пределах от 308 до 353 К эта зависимость меняется очень незначительно в связи с тем, что, несмотря на уменьшение  $\Delta V$ , при одном и том же давлении запас газа в бомбе PVT, т.е. значение  $V_p$ , также уменьшается с повышением температуры.

Для выявления совместного влияния давления и температуры на сорбщонные процессы на основании полученных экспериментальных данных был рассмотрен процесс повышения температуры от 308 до 353 К при одном и том же запасе газа (табл. 3.5). Установлено что при повышении температуры изменяется разность десорбированных количеств газа в зависимости от плотности газа  $\rho$  (сравнение удобно проводить по плотности газа, так как при равных запасах, но различных p и T эта величина постоянна).

Повышение температуры ведет к десорбции некоторого количества адсорбированного газа  $\delta G$ , причем при увеличении плотности  $\delta G$  растет. Однако это

<i>р</i> 1, МПа	V <sub>1</sub> , л	V <sub>р</sub> , л	ΔV, л	$ \begin{array}{c c} \Delta V/V_{\text{nop}}, \\ \mathbf{M}^3/\mathbf{M}^3 \end{array} $	$(\Delta V/V_{\rm p})100, \%$	$\frac{V_1/V_{\rm nop}}{M^3/M^3}$	$\frac{V_{\rm p}/V_{\rm nop}}{M^3/M^3}$
2,8 5,1 7,8 10,7 15,4 18,4 25,5 29,6 33,6	6 11,2 17,9 25,3 37,8 44,6 58 63,4 68	5,28 10,36 17,04 24,4 36,75 43,5 56,4 61,6 65,9	0,72 0,84 0,86 0,90 1,05 1,1 1,6 1,8 2,1	3,28 3,7 3,97 4,16 4,85 5,08 7,39 8,31 9,7	13,45 7,69 5,04 3,69 2,86 2,53 2,83 2,9 3,2	27,7 51,7 82,7 116,9 174,6 206 267,9 292,8 314,1	24,4 47,9 78,7 112,7 169,7 200,8 260,5 284,5 304,4

Таблица 3.3

Влияние начального давления на десорбцию газа (Т = 308 К)

Таблица 3.4

Влияние температуры и давления на сорбцию газа (Т = 353 К)

<i>р</i> 1, МПа	V <sub>1</sub> , л	V <sub>р</sub> , л	ΔV, л	$\Delta V/V, \mathrm{m}^3/\mathrm{m}^3$	(Δ <i>V/V</i> <sub>p</sub> )100, %	$V_1/V_{\text{mop}},$ $M^3/M^3$	$V_{\rm p}/V_{\rm mop}, \ { m M}^3/{ m M}^3$
3	6,48	5,70	0,78	3,1	13,8	25,6	22,5
5,5	11,22	10,4	0,82	3,4	7,92	46,3	42,9
16	35,07	34	1,07	4,2	3,13	138,4	134,2
20,2	43,18	42,13	1,05	4,2	2,49	173	168,8
23,8	51,15	49,89	1,26	4,8	2,48	198,2	193,4
32,3	63,46	61,87	1,59	6,4	2,6	252,6	246,2
37,1	69,96	67,94	2,02	8	2,98	276,5	268,5
### Таблица 3.5

V. T	0 KT /W <sup>3</sup>	<i>р</i> , МПа,	при <i>Т</i> , К	Изменение п	араметра, кг/м	<sup>3</sup> объема пор
¥1, JI	р, кі/м	308	353	$\Delta G_{308}$	$\Delta G_{353}$	δG
40	29,07	3,9	4,7	2,77	2,62	0,15
60	44,94	5,8	7,2	3	2,85	0,15
80	61,09	7,6	9,6	3,08	2,93	0,15
100	78,47	9,3	11,8	3,18	3	0,18
130	102,43	11,7	15,1	3,31	3,12	0,19
150	118,52	13,3	17,3	3,47	3,2	0,27
170	135,05	15	19,8	3,62	3,23	0,39
200	160,05	17,8	24	4	3,62	0,38
220	175,99	19,8	27	4,31	4	0,31
250	198,74	23,1	31,8	4,97	4,85	0,12
260	203,02	24,4	33,9	5,24	5,24	0
270	214,06	25,8	35,6	5,54	5,78	-0,24
280	217,9	27,3	38	5,89	6,39	-0,5

#### Влияние повышения температуры на сорбцию газа

происходит до некоторого значения  $\rho$ , после чего происходит резкое уменьшение количества десорбированного газа  $\delta G$ , а выше плотности  $\rho = 203 \text{ кг/м}^3$  наблюдается обратное явление: величина  $\delta G$  имеет отрицательное значение, т.е. при повышении температуры происходит адсорбция.

Это можно объяснить тем, что при повышении температуры увеличивается летучесть углеводородов, что приводит к уменьшению адсорбируемости. Однако повышение температуры влечет за собой возрастание давления, что оказывает противоположное влияние, так как с повышением давления адсорбируемость увеличивается.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОМЕНТА АКТИВНОЙ ДЕСОРБЦИИ КОМПОНЕНТОВ ГАЗОВОЙ СМЕСИ МЕТОДОМ СТАТИСТИЧЕСКОГО ДИФФЕРЕНЦИРОВАНИЯ

При снижении давления в пористой среде, заполненной газообразной смесью углеводородов, активность адсорбента по отношению к компонентам газовой смеси меняется избирательно. В связи с этим газ, выходящий из пористой среды, изменяет свой состав.

Результаты экспериментов по исследованию изменения составов газа в процессе десорбции. Для оценки изменяемости составов газа при снижении давления, а также выявления характеров изменения изотерм десорбции отдельных компонентов были проведены эксперименты по описанной методике с чистыми углеводородами бинарной (метан + пентан) и трехкомпонентной (метан + бутан + пентан) систем.

Состав газа, выходящего из пористой среды, определяли на хроматографе ХЛ-4. Для этого колонку с помощью переводника соединяли непосредственно с испарителем хроматографа. Результаты анализов газа показали изменение содержания каждого компонента в системе при снижении давления. Сначала с понижением давления составы газов практически не изменялись (до  $p \approx 7$  МПа для трехкомпонентной системы). Затем содержание метана в выходящем газе возросло (от 93 до 97,8 % для бинарной системы и от 95,5 до 97,2 % для тройной). При низких давлениях (p = 1,2+1,5 МПа) наблюдалось резкое уменьшение содержания метана в связи с интенсивной десорбцией тяжелых компонентов. Как видно, по этим результатам можно в общем оценить время относительно интенсивной десорбции каждого компонента. Поскольку анализ выходящих газов в процессе снижения давления — достаточно трудоемкая операция, была сделана попытка оценить изменение процесса десорбции по зависимостям

$$p_i = p_i(\sum V_i); \quad \frac{p_i}{z_i} = \frac{p_i}{z_i}(\sum V_i),$$
 (3.94)

где  $\sum V_i$  – накопленный объем выпускаемого газа в нормальных условиях.

Однако эти зависимости не позволяют визуально оценить момент активной десорбции того или иного компонента. Можно предположить, что искомый момент будет выявлен, если для исследования привлечь более чувствительную функцию, например производную первого или более высокого порядка. В связи с этим полученные экспериментальные данные были подвергнуты математической обработке методом статистического дифференцирования.

Для проверки предлагаемой методики аналогичный эксперимент был проведен с азотом. Результаты обработки методом статистического дифференцирования не показали изменения характера производных.

По данной методике были проведены эксперименты на той же пористой среде в пределах давлений от 2,8 до 33,6 МПа при температуре 308 К с природным газом следующего состава, %: C<sub>1</sub> – 94,89; C<sub>2</sub> – 3,8; C<sub>4</sub> – 0,58; C<sub>5+высшие</sub> – 0,23.

При низких давлениях (до  $p_1 \approx 5$  МПа) концентрация тяжелых компонентов уменьшается, начиная с исходного давления, т.е.  $p_2 = p_1$ . При более высоких давлениях ( $p_1 \approx 7 \div 18$  МПа) давление  $p_2$  возрастает с увеличением  $p_1$ . Затем, при дальнейшем увеличении  $p_1$ , видимого изменения  $p_2$  не происходит. Определение  $p_2$ , после которого происходит облегчение состава газа, добываемого из газовых месторождений, может оказаться полезным при выборе оптимальных параметров в случае поддержания пластового давления.

### МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОРБЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ КИНЕТИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ

Для адсорбции газов и паров в пористой среде определяющее значение имеют микропоры, т.е. пространство, в котором существует поле адсорбционных сил. Как известно, адсорбция на поверхности тел происходит мгновенно. Однако в разветвленной пористой структуре этот процесс замедляется. Задержка обусловлена проникновением адсорбционных молекул с внешней поверхности адсорбента в более глубокие участки пористой среды.

Ввиду того, что в условиях среды с двойной структурой основная масса свободного газа находится в микропорах образца, а основная масса адсорбированного газа – в микропорах зерен, с помощью кинетических эффектов можно оценить сорбционную способность пород.

Экспериментальная установка, на которой проводят исследования, состоит из бомбы PVT, термостатируемой колонки с адсорбентом, грузопоршневого манометра, датчика температуры с потенциометром.

Колонку с адсорбентом после тщательного вакуумирования, заполняют исследуемым адсорбатом с помощью бомбы PVT, после чего выдерживают под давлением длительное время (около 25 ч) до установления постоянного давления в системе (пока процесс внутренней диффузии адсорбата в микропорах адсорбента будет полностью завершен). Затем давление в системе  $p_1$  снижают на определенный интервал  $\Delta p$  до некоторого значения  $p_2$ , после чего его измеряют в функции времени t. Во избежание погрешностей, связанных с выравниваем давления по длине колонки, давление измеряют с противоположной стороны от выпускного вентиля.

После снижения давления в системе во всех микропорах устанавливается одинаковое давление  $p_2$ , тогда как в макропорах давление снижается очень медленно. За счет медленного перетока газа из микропор в макропоры давление в последних постепенно возрастает от  $p_2$  до  $p_3 > p_2$ . При этом давление в системе повышается на  $\delta p$ . Следует отметить, что образцовым манометром измерить значение  $\delta p$  не представляется возможным ввиду его малости. В связи с этим измерения проводят с помощью грузопоршневого манометра МП-600, погрешность измерения которого составляет 0,05 %.

Так как в процессе резкого снижения давления температура T в системе изменяется вследствие дроссельного эффекта и адиабатического расширения газа, то для сохранения изотермичности процесса при определении зависимости p = p(t) вводят поправку на температуру, которую с помощью датчиков температуры, помещенных в пористую среду, измеряют также в функции времени, т.е. T = T(t).

Ввиду того, что грузопоршневым манометром измерить с большой точностью давление  $p_2$ , соответствующее t = 0, достаточно трудно, по полученным данным строят зависимости p = p(t), на основании которых с помощью ЭВМ подбирают уравнения, дающие возможность откорректировать  $p_2$ .

После этого определяют массу газа, десорбированного из микропор в единице объема пористой среды,

$$\Delta M_i = \delta p \rho_0 m / p_0, \tag{3.95}$$

где  $\rho_0$  – плотность исходного газа в нормальных условиях; *m* – пористость адсорбента.

Тогда

$$\Gamma = \frac{\Delta M_i}{\Delta p_0} = \frac{\delta p}{\Delta p} \frac{\rho_0}{p_0} m.$$
(3.96)

По величине  $\Gamma$  можно найти количество газа, сорбированного в микропорах при давлении  $\Delta p'$ .

Снижая ступенчато давление в системе от начального  $p_{\rm H}$  до 0,1 МПа, можно, оценить сорбционную способность породы при давлении  $p_{\rm H}$ .

Для апробирования предлагаемой методики был проведен эксперимент при T = 295 К с силикагелем по исследованию кинетических процессов адсорбции и десорбции, контролируемый взвешиванием. Исследуемый газ имел следующий состав, %: C<sub>1</sub>H<sub>4</sub> – 93,83; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 3,41; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 0,83; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 1,70; C<sub>5</sub>H<sub>12+высшие</sub> – 0,23. Плотность исходного газа – 0,7811 г/л, пористость среды – 0,168, объем породы – 595 см<sup>3</sup>.

Для проведения этого эксперимента колонку, утрамбованную крупнопористым силикагелем, после тщательного вакуумирования взвешивали на лабораторных весах ВЛТ-20, погрешность измерения которых составляет 0,1 г. Затем проводили ступенчатый впуск газа, т.е. резко повышали давление в системе от  $p_1$  до  $p_2$ , после чего ввиду проникновения газа в микропоры давление медленно снижалось до  $p_3$ . При этом исследовали процесс адсорбции газа при повышении давления от 0 до p.

Путем ступенчатого снижения давления в системе от p до 0,1 МПа исследовали процесс десорбции. После того как давление в системе устанавливалось равным 0,1 МПа, колонку снова взвешивали. Разность масс до эксперимента и после него, показывающая количество газа, недесорбировавшегося из силикагеля, составила  $\Delta G = 1,7$  г.

Сравним этот результат с результатами кинетических исследований. Масса газа, адсорбированного в пористой среде,

$$\Delta M_{\rm anc} = 20,97$$
 г.

Масса десорбированного газа

 $\Delta M_{nec} = 19,25$  r.

Тогда  $\Delta M_{\rm agc} - \Delta M_{\rm dec} = 1,72$  г.

Как видим, результаты, полученные весовым методом и с помощью кинетических эффектов, идентичны.

Результаты экспериментов позволяют заключить, что время релаксации для процессов адсорбции и десорбции равнозначно, причем оно возрастает с увеличением давления. Таким образом, опыты, проведенные на силикагеле, показывают, что сорбционную способность пород можно оценивать с помощью кинетических эффектов.

Для проверки предлагаемой методики проводили эксперименты с малоадсорбирующимися газами — гелием и азотом, а также со смесью гелия и азота. При этом возрастания давления (т.е. десорбции газов) не наблюдалось.

Сравнение объемного и кинетического методов определения сорбционной способности пород. Для оценки количества десорбированного газа в естественной пористой среде аналогичные эксперименты осуществляли с естественным газом приведенного состава при T = 295 К. Известно, что чем большая часть объема порового пространства породы занята глинистым материалом, тем больше при прочих равных условиях диффузионно-адсорбционная активность пород. В связи с этим в качестве пористой среды применяли смесь, состоящую из 50 % кварцевого алевритового песка и 50 % бентонитовой щелочноземельной глины мелового возраста.

Объем пор образца, определенный с помощью азота, при условиях эксперимента составлял  $V_{\text{пор}} = 256,1 \text{ см}^3$ , пористость породы m = 0,4, объем породы  $V = 595 \text{ см}^3$ . Кроме того, было проведено сравнение предлагаемого метода с объемным методом, описанным ранее. Подсчитав  $\Delta V$  по объему десорбированного природного газа, получили  $\Delta V = 2,10$  л.

Опыт, проведенный объемным методом, показал, что при начальном давлении  $p_{\rm B} = 28,895~{\rm M}\Pi{\rm a}$  объем десорбированного газа  $\Delta V = 2,21~{\rm n}$ .

Анализ полученных результатов показывает, что расхождение находится в пределах погрешности, т.е. оба метода определения сорбционной способности пород правомочны.

Результаты экспериментальных исследований, проведенных с газом и газоконденсатом. Для определения сорбционной способности породы в зависимости от состава адсорбата проводили эксперименты с газом и газоконденсатом. В качестве пористой среды использовали смесь приведенного выше состава. Пористость m = 0,389, температура экспериментов T = 303 K.

Сначала проводили опыты с природным газом, а затем в той же пористой среде были поставлены опыты с газоконденсатной системой, которую подготавливали следующим образом. Колонку с пористой средой заполняли газом приведенного состава до давления выше давления начала конденсации ( $p_{\rm n.x}$  = 25,5 МПа), после чего к двум ее концам присоединяли поршневые бомбы, заполненные газоконденсатной системой.

Эту систему прогоняли через колонку попеременно из каждой бомбы в количестве, равном 20-кратному объему пор. Анализы систем, взятых из бомб и из колонки с пористой средой, показали идентичность составов.

Сравнивая результаты экспериментов с газоконденсатной системой и природным газом, можно отметить следующее. Процесс изменения количества десорбированного из газоконденсатной системы газа можно разбить на два периода: первый соответствует давлению выше давления начала конденсации, второй – ниже этого давления.

До давления начала конденсации количество десорбированного газа при примерно одинаковых давлениях для газоконденсатной системы значительно выше, чем для природного газа.

Например, для газоконденсатной системы при снижении давления от 34,7 до 26,5 МПа десорбируется  $142,14\cdot10^{-5}$  г/см<sup>3</sup>, а для природного газа при снижении давления от 3,6 до 27 МПа – 74,7\cdot10<sup>-5</sup> г/см<sup>3</sup>. Вместе с тем, при давлении ниже  $p_{\rm H.k}$  количество десорбированного газа для газоконденсатной системы и природного газа различается незначительно. Кроме того, обращает на себя внимание время релаксации t, которое для газоконденсатной системы при давлении выше  $p_{\rm H.k}$  несколько больше, чем для природного газа (соответственно 2400 и 1900 с), а при давлении ниже  $p_{\rm H.k}$  – значительно меньше (600 и 1200 с). Это можно объяснить тем, что выпавший конденсат закупоривает микропоры и не дает возможности выхода газа из микропор в макропоры.

Таким образом, можно заключить, что для газов, содержащих меньше метана и больше тяжелых компонентов, количество десорбированного газа, а также время релаксации будут возрастать. Вместе с тем, если в газоконденсатных месторождениях уже в начале эксплуатации система находится при давлении начала конденсации, то можно ожидать, что в этих месторождениях количество десорбированного газа, а также время релаксации будет меньше, чем для газовых месторождений, не содержащих конденсат.

Известно несколько способов оценки сорбционной емкости пород. В их основе лежит фиксирование восстановления давления в колонке с пористой средой, обусловленного десорбционными явлениями, после предварительного снижения давления путем выпуска некоторой части газа. Однако такой способ не дает возможности дифференцированной оценки адсорбированного и абсорбированного количества газа. В то же время именно такое дифференцирование важно, например, при оценке влияния десорбции на темп снижения давления на разных стадиях разработки залежи. Но поскольку скорости десорбции адсорбированного и абсорбированного газов различны, уверенное и достаточно точное прогнозирование общего равновесного количества десорбированного газа на разных стадиях разработки будет затруднено.

В подобной ситуации полезным может оказаться способ, предусматривающий обработку колонки с пористой средой и газоконденсатной системой ультразвуком частотой 15-30 кГц. При этом предполагалают, что сорбированные молекулы углеводородов, находящиеся на поверхности или в поверхностном слое породы (т.е. адсорбированные), под воздействием ультразвуковых колебаний начнут отрываться и переходить в свободный поровый объем (десорбироваться).

Определим некоторые сорбционные характеристики, исходя из кинетической модели, на основе постановки и решения обратных задач. Для этого рассмотрим процесс десорбции в пористой среде газа, первоначально находившегося под давлением p, затем быстро пониженным до некоторого значения  $p_{\rm R}$ . Сразу же после снижения давления начинается наблюдение за изменением давления в пористой среде. Математически задача сводится к решению дифференциальных уравнений

$$m_{1}\frac{\partial\rho_{1}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}\left(-\frac{k_{1}}{\mu}\rho_{1}\frac{\partial\rho_{1}}{\partial x}\right) = \frac{\beta_{1}D_{1}}{d^{2}}\frac{\rho_{0}}{p_{0}}(p_{2}-p_{1});$$

$$m_{2}\frac{\partial\rho_{2}}{\partial t} + \frac{\beta_{1}D_{1}}{d^{2}}\frac{\rho_{0}}{p_{0}}(p_{2}-p_{1}) = 0.$$
(3.97)

Принимая уравнение состояния идеального газа  $\rho_1 = \rho_0 p_1/p_0$  и учитывая условие быстрого восстановления давления в микропорах, систему уравнений (3.97) после несложных преобразований запишем таким образом:

$$\frac{k_1}{2\mu} \frac{\partial^2 \rho_1^2}{\partial x^2} \frac{k_1}{2\mu} = -\alpha (p_2 - p_1);$$

$$m_2 \frac{\partial \rho_2}{\partial t} = -\alpha_1 (p_2 - p_1).$$
(3.98)

В системах (3.97) и (3.98)  $m_1$ ,  $m_2$  – пористость макропор и микропор соответственно;  $\mu$  – вязкость газа;  $D_1$  – коэффициент диффузии газа в зернах сорбента;  $\rho_0$ ,  $p_0$  – соответственно плотность и давление газа при атмосферном давлении;  $\rho_2$ ,  $p_2$  – соответственно плотность и давление газа в макропорах;  $\beta_1$  – коэффициент пропорциональности;  $\alpha_1 = \beta_1 D_1/d^2$ ; d – размер зерен сорбента.

Решив систему (3.98) относительно функции р<sub>1</sub>, получим

$$\frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{k_1}{2\mu m_2} \frac{\partial^2 p_1^2}{\partial x^2} + \frac{k_1}{2\alpha_1 \mu} \frac{\partial^3 p_1^2}{\partial t \partial x^2}.$$
(3.99)

Начальное и граничные условия для данной задачи имеют вид

$$p_1\Big|_{t=0} = p_{11}; \quad p_1\Big|_{x=0} = f_1(t); \quad \frac{\partial p_1}{\partial x}\Big|_{x=L} = 0.$$
 (3.100)

Для определения сорбционных свойств пород необходимо найти дополнительное граничное условие. После резкого понижения давления в системе давление в микропорах, первоначальное значение которого равно p, постепенно уменьшается, тогда как в макропорах растет. Исходя из этого можно записать следующее соотношение:  $p_2 = p_3 - \gamma p_1$ , где  $\gamma$  – коэффициент связи давлений.

Подставив это выражение во второе уравнение системы (3.100), после несложных преобразований получим условие, которое и является дополнительным граничным условием:

$$\frac{\partial p_1}{\partial x}\Big|_{x=0} = \frac{q_0 \mu}{k_1 F} e^{-\beta t};$$
  
$$\beta = \frac{\alpha(\gamma + 1)}{m_2 \gamma}.$$
 (3.101)

Проведя линеаризацию по Л.С. Лейбензону и введя новую функцию  $P = p_2^1$ , задачу (3.99)-(3.101) запишем в виде

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \varkappa \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \eta \frac{\partial^3 P}{\partial t \partial x^2}; \qquad (3.102)$$

$$P\Big|_{t=0} = P_{\mu}; \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{x=L} = 0;$$

$$P\Big|_{x=0} = f(t); \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{x=0} = Q_0 e^{-\beta t}.$$
(3.103)

294

Здесь  $P_{\rm H} = p_{\rm H}^2$ ;  $f(t) = [f_1(t)]^2$ ;  $Q_0 = 2q_0P_{\rm H}\mu/(k_1F)$ ;  $\kappa = k_1P_{\rm H}/(m_2\mu)$ ;  $\eta = k_1P_{\rm H}/(\alpha_1\mu)$ .

Применив преобразование Лапласа к выражению (3.102), с учетом начального условия получим

$$\frac{\partial^2 \hat{P}}{\partial x^2} - \alpha^2 \hat{P} = -\frac{\hat{P}_{H}}{x + \eta S}.$$
(3.104)

При этом граничные условия

$$\widehat{P}\Big|_{x=0} = f(S); \quad \frac{\partial \widehat{P}}{\partial x}\Big|_{x=L} = 0; \quad \frac{\partial \widehat{P}}{\partial x}\Big|_{x=0} = \frac{Q_0}{S+\beta}.$$
(3.105)

~ 1

Решение (3.104) с учетом первых двух граничных условий (3.105) имеет вид

• 1

$$P = \frac{[\hat{f}(S) - P_{\mu}/S]}{e^{\alpha L} + e^{-\alpha L}} [e^{\alpha (x-L)} + e^{-\alpha (x-L)}] + \frac{P_{\mu}}{S}.$$
 (3.106)

Подставив выражение (3.106) в последнее граничное условие (3.105), получим

$$\alpha \left| \widehat{f}(S) - \frac{P_{\mu}}{S} \right| (e^{-\alpha L} + e^{\alpha L}) = \frac{Q_0}{S + \beta} (e^{-\alpha L} + e^{\alpha L}).$$
(3.107)

Для определения искомых параметров применяют метод детерминированных моментов и метод спрямления. Рассмотрим эти методы.

1. Метод детерминированных моментов позволяет записать в аналитическом виде зависимости некоторых интегральных соотношений (моментов) от параметров, входящих в задачу.

Использовав экспоненциальное разложение в ряд, а также разложение

$$\widehat{f}(S) = \int_{0}^{\infty} f(t) \left( 1 - St + \frac{S^{2}t^{2}}{2!} - \dots \right) dt$$
(3.108)

и подставив последнее в уравнение (3.107), получим

$$\begin{bmatrix} \frac{P_{\mu}\beta}{S} + (P_{\mu} - \beta f_{0}) + (f_{1}\beta - f_{0})S^{2} + \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S(x + \eta S)^{n-1}L + \frac{S^{2}(x + \eta S)^{n-2}L^{3}}{3!} + \dots + \\ + \frac{S^{n}L^{2n-1}}{(2n-1)!} + \dots \end{bmatrix} = Q_{0} \begin{bmatrix} (x + \eta S)^{n} + \frac{S(x + \eta S)^{n-1}}{2!} + \dots + \frac{S^{n}L^{2n}}{2n!} + \dots \end{bmatrix}.$$
(3.109)

Проведя некоторые преобразования в выражении (3.109) и приравняв коэффициенты при  $S, S^2, ..., S^n$ , получим систему уравнений для определения искомых параметров:

$$P_{\mu}\beta L = Q_{0}x;$$

$$(P_{\mu} - \beta f_{0})Lx - \eta\beta P_{\mu}L - \frac{1}{3}\beta P_{\mu}L^{3} = 0;$$

$$(\beta f_{1} - f_{0})Lx^{2} + \frac{L}{3!}(P_{\mu} - \beta f_{0}) - \frac{P_{\mu}}{3!}L^{3}\beta\eta - \frac{1}{30}P_{\mu}\beta L^{5} = 0;$$

$$(f - \beta f_{2})Lx^{3} + \frac{(\beta f_{1} - f_{0})}{3!}L^{3}x^{2} + \frac{P_{\mu} - \beta f_{0}}{5!}L^{5}x - \frac{11}{360}P_{\mu}\beta L^{5}\eta - \frac{P_{\mu}\beta L^{7}}{840} = 0,$$

$$(3.110)$$

295

где

$$f_{0} = \int_{0}^{\infty} [P_{\kappa} - f(t)] dt; \quad f_{1} = \int_{0}^{\infty} [P_{\kappa} - f(t)] t dt;$$
$$f_{2} = \int_{0}^{\infty} [P_{\kappa} - f(t)] t^{2} dt; \quad P_{\kappa} = \lim_{t \to \infty} f(t).$$

Строго говоря, решив систему (3.110), можно получить значения  $\beta$ , Q, x,  $\eta$ , но при этом необходимо вычислять моменты с достаточной точностью, так как в систему (3.110) входят разности моментов одинакового порядка, что может привести к большим погрешностям. Это затруднение можно обойти, уменьшив число искомых параметров путем дополнительного измерения. Тогда разность моментов можно заменить их соотношением, что значительно уменьшает погрешности искомых параметров. Так, предположив  $Q_0$  известным и решив первые три уравнения (3.110) относительно x,  $\eta$  и  $\beta$ , получим

$$x_{1/2} = \frac{P_{\rm H} f_0 L}{2Q_0 f_1} \pm \sqrt{\left(\frac{P_{\rm H} f_0 L}{2Q_0 f_1}\right)^2 - \frac{P_{\rm H} L^4}{45f_1}};$$
(3.111)

$$\eta = \frac{P_{\rm u}L}{Q_0} - \frac{f_0}{P_{\rm u}} x - \frac{1}{3} L^2; \qquad (3.112)$$

$$\beta = Q_0 x / (P_{\rm H} L). \tag{3.113}$$

Оценочные расчеты показали, что в уравнении (3.111)

$$\left(\frac{P_{\mathfrak{u}}f_0L}{2Q_0f_1}\right)^2 >> \frac{P_{\mathfrak{u}}L^4}{45f_1},$$

поэтому взамен (3.111) целесообразно использовать

$$x = P_{\rm H} f_0 L/(Q_0 f_1). \tag{3.114}$$

В целях апробации полученных формул были обработаны данные трех экспериментов (табл. 3.6). Использовали следующие исходные данные: длина колонки L = 80 см; диаметр колонки d = 33 мм. Эксперимент проводили с природным газом.

Результаты вычислений сведены в табл. 3.7. Отметим, что экспериментальные данные аппроксимировались экспоненциальной функцией. Кроме того, принималось следующее допущение: поскольку повторный прирост давления мал по сравнению с давлением в колонке, параметры реального газа пересчитывали по формулам для идеального газа.

2. Теперь определим параметры методом спрямления в плоскости трансформантов. Оценим порядок

$$\frac{\alpha^2 L^2}{2!} = \frac{S}{x + \eta S} \frac{L^2}{2!}.$$
(3.115)

Примем  $S = 1/t_0$ , где  $t_0$  – некоторая константа времени. Тогда уже при  $t_0 \sim 100$  с  $\alpha^2 L^2 / 2! < 0.01$ . Использовав экспоненциальное разложение в ряд и ограничившись первыми тремя членами разложения (ввиду малости  $\alpha L$ ), из уравнения (3.106) получим

### Таблица 3.6 Данные трех экспериментов

		Экспе	римент					Экспе	римент		
	I	I	I	I	II		I		II	III	
<i>t</i> , c	<i>р</i> , МПа										
0	11	0	6,5	0	16,3	945		598	6,9	1345	16,9
56	11.1	35	6,6	40	16,4	993	11,7	610		1470	
	11,1		] [				]				]
91		60		133	16,6	1127		698	7	1615	
123	11,3	88		220		1468		815	1	1761	
			6,7				1 (		1		
194	11.4	117		268	16,7	1433		950		1895	
	11,4				1		1				1
256		140		285		1553		1070		2085	17
314	11,5	165		308		1623	11,8	1150	1	2335	1
			] [		1		1				
340		205	6,8	352	16,8	1798		1345		2685	
368		253		427		1875	1	1555	1	3085	17,1
					1		1		1		
448		266		591		2213		1615		3785	
482	11,6	325	1	689		2418		1660	7,1		
552		370	6,9	795	1	2513	1	1735	1		
585		389	1	900	16,9			1807	1	-	-
608		464	1	1017	1	-	-	1955			
753	11,7	518	7	1135	17			2245	1		
			1		1				1		
925		575		1259				2815			

Таблица 3.7

Результаты вычислений с применением метода детерминированных моментов

Эксперимент	$Q \cdot 10^2$ , см $^3$ /с	<i>f</i> <sub>0</sub> ·10 <sup>-3</sup> , МПа <sup>2</sup> ·с	$f_0 \cdot 10^{-5}$ , M $\Pi a^2 \cdot c^2$	<i>х</i> ·10 <sup>-5</sup> , см <sup>2</sup> /с <sup>2</sup>	η·10 <sup>-8</sup> , см²/с	β, c <sup>-1</sup>
	0,695	5,40	16,6	4,45	1,15	0,00326
	0,505	2,28	7,15	2,16	0,52	0,00315
	0,702	7,93	26,80	8,95	2,8	0,00296

$$\left[\frac{P_{\rm H}}{S} - \hat{f}(S)\right] \frac{SL}{S\eta + x} = \frac{Q_0}{S + \beta} \left(1 + \frac{S}{S\eta + x} \frac{L^2}{2!}\right). \tag{3.116}$$

После несложных преобразований получаем:

$$\Phi(t_0) = \left(P_{\mu}\beta - \frac{Q_0}{L}x\right)t_0 + P_{\mu}\left(\frac{\eta}{L} + \frac{L}{2}\right); \qquad (3.117)$$

$$\Phi(t_0) = f(t_0) \left( \frac{1}{t_0} + \beta \right).$$
 (3.118)

Как видно, в координатах  $\Phi - t_0$  последняя зависимость прямолинейна, что позволяет ограничиться вычислением функции при очень небольшом числе значений.

Для вычислений x и η по формуле (3.117) необходимо в отличие от предыдущего знать значение  $\beta$ , которое определяют аппроксимацией экспериментальных данных. Для экспериментов I, II, III соответственно  $\beta = 0,00326$ , 0,00320, 0,00296 с<sup>-1</sup>. Подсчитанные значения x и η приведены ниже:

Эксперимент	I	II	111
x·10 <sup>-5</sup> см <sup>2</sup> /с	4,06	2,18	9,67
η 10 <sup>-8</sup> , см <sup>2</sup> /с	1,37	0,55	3,03

В заключение отметим, что, зная x и η, нетрудно найти численные значения сорбционных свойств пород.

## 3.11. ОЦЕНКА СОРБЦИОННОЙ ЕМКОСТИ ГАЗОСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Результаты исследований показывают, что сорбционные емкости газоносных коллекторов можно определить путем использования скважин при нестационарных режимах фильтрации. Ниже предлагается способ оценки сорбционной емкости по результатам гидродинамических исследований газовых скважин.

В качестве исходной информации использована кривая восстановления давления. Методика обработки КВД на примере скв. 95 Уренгойского месторождения показана на рис. 3.17.

Перестроив КВД в координатах ln *p* – *t* (рис. 3.18, *a*) получим аппроксимационную модель вида

$$p(t) = 26.8 - 8.56 \exp(-0.56 \cdot 10^{-3} t) - 0.9 \exp(-0.25 \cdot 10^{-4} t).$$
(3.119)







Рис. 3.18. Спрямление КВД в разных координатах

Параметры аппроксимирующей модели можно определить и эволюционными методами.

Обработка результатов восстановления давления в скв. 95 указанным методом показала скачок в значении средней относительной ошибки в момент времени t = 3600 с. Таким образом, КВД имеет два участка, которые описываются следующими моделями:

$$0 \le t \le 3600 \text{ c}, p_i(t) = 25.9 - 9.8 \exp(-0.001 lt);$$
 (3.120)

$$3600 \ c \le t, \ p_{ii}(t) = 26.8 - 11 \ \exp(-0.001 lt). \tag{3.121}$$

При обработке результатов этими двумя методами выявлено следующее. Восстановление давления в скв. 95 носит неравновесный характер, на что указывает появление второй экспоненты. Быстрый рост давления в начале процесса восстановления можно интерпретировать как гидродинамическую составляющую, а появление «хвоста» отнести к проявлению сорбции.

Для подтверждения полученных результатов КВД была описана кинетическим уравнением 2-го порядка, решение которого представляет собой сумму двух экспонент:

$$\frac{d^2\Delta p}{dt^2} + a\frac{d\Delta p}{dt} + b\Delta p = bA_0, \qquad (3.122)$$

где  $\Delta p$  – изменение забойного давления;  $A_0 = p_{nn} - p_3$ .

Параметры *a*, *b* и *A*<sub>0</sub>, выраженные через параметры составляющих экспонент, имеют вид

$$a = -\left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2}\right); \quad b = \frac{1}{T_1 T_2}; \quad A_0 = \Delta p(0), \quad (3.123)$$

где  $T_1$  и  $T_2$  – характерные времена экспонент.

Уравнение (3.122) проинтегрировано в интервале от 0 до t и после некоторых преобразований приведено к виду

$$\frac{p'(t) - p'(0)}{p(t) - p_0} = \frac{\int_0^t p dt - p_{u,u} t}{p(t) - p_0} + a,$$
(3.124)

где  $p_0$  – значение забойного давления перед началом исследования.

299

Уравнение (3.124) в координатах

$$X = \frac{p'(t) - p'(0)}{p(t) - p_0}; \quad Y = \frac{\int_0^t p dt - p_{\pi\pi} t}{p(t) - p_0}$$
(3.125)

представляет собой уравнение прямой. Согласно КВД для скв. 95 (см. рис. 3.18, б), перестроенной в координатах (3.125), получено:  $a = 0,446 \cdot 10^{-3} \text{ c}^{-1}$ ,  $b = 0,33 \cdot 10^{-2} \text{ c}^{-2}$ . После необходимых вычислений определена аппроксимационная модель вида

$$\Delta p = 9.5 - 8.7 \exp(-0.42 \cdot 10^{-3} t) - 0.8 \exp(-0.26 \cdot 10^{-4} t). \quad (3.126)$$

Сравнение моделей (3.126) и (3.119) показывает достаточную сходимость результатов.

Основываясь на полученных моделях, описывающих рост давления, можно определить сорбционную емкость коллектора. Оценку осуществляют по изменению давления, которое определяется параметрами медленной экспоненты, обусловленной процессом сорбции.

Для расчета сорбционной емкости используем диффузионную модель

$$Q_{\rm c} = (1-m) \frac{D}{d^2} \frac{\rho_{\rm ar}}{p_{\rm ar}} \delta p T_{\rm c}, \qquad (3.127)$$

где m – пористость образца; D – коэффициент диффузии газа; d – диаметр частиц породы;  $\rho_{a\tau}$  – плотность природного газа;  $\delta p$  – изменение давления, обусловленное сорбцией;  $T_c$  – характерное время сорбционного процесса.

Примем следующие значения входящих в уравнение (3.127) величин: m = 0.3;  $D = 10^{-11} \text{ m}^2/\text{c}$ ;  $d = 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\rho_{ar} = 0.7 \text{ кг/m}^3$ . Рассчитаем массу газа, сорбированного в 1 м объема пласта. Значения  $\delta_p$  и  $T_c$  возьмем из полученных выше моделей, описывающих p(t). С учетом близости полученных результатов используем средние значения  $\delta p$  и  $T_c$ .

Оценим запасы газа, приходящиеся на единицу объема, по формуле

$$Q_{\rm r} = \Omega_{\rm m} \alpha \rho_{\rm ar} \, \frac{p_{\rm m} z_{\rm ar}}{p_{\rm ar} z_{\rm m}}, \qquad (3.128)$$

где Ω<sub>н</sub> – объем порового пространства, равный 1 м<sup>3</sup>; α – коэффициент газонасыщенности.

Получим  $Q_r = 81 \text{ кг/м}^3$ . Приняв  $\delta p = 0.9 \text{ МПа}, T_c = 1/2.5 \cdot 10^{-5} \text{ с,}$  найдем  $Q_c = 1.76 \text{ кг/m}^3$ . Тогда  $Q_c/Q_r = 2.2 \%$ .

Согласно приведенной методике были обработаны КВД по пяти скважинам Уренгойского месторождения (табл. 3.8).

Номер сква- жины	Интервал перфора- ции, м	Q.,/Q., %	Номер сква- жины	Интервал перфора- ции, м	Q.,/Q., %
56	2242-2250 2378-2392 2524-2532 2675-2690 2716-2721 2748-2764	2 7 8 9 2 7	95 115 123 129	2676-2686 2855-2863 2700-2706 1761-1767	2 3 2 2

Таблица 3.8 Результаты обработки КВД по Уренгойскому месторождению

Проанализировав полученные результаты, можно сделать следующий вывод: объем сорбированного газа составляет около 2 % общих запасов.

# 3.12. НЕРАВНОВЕСНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Фильтрация углеводородных систем в пористой среде при определенных условиях имеет неравновесный характер. Под *неравновесностью* процесса фильтрации понимают следующее. Рассмотрим систему, которая может изменять состояние под воздействием внешних условий. Если скорость изменения состояния системы значительно меньше скорости изменения внешних условий, то процесс является неравновесным. В связи с этим характерна ситуация, когда неравновесная система находится в состоянии медленных изменений при постоянных внешних условиях. Строго говоря, и пьезопроводность есть свойство неравновесной системы, поскольку при изменении внешних (граничных) условий процесс перераспределения давления происходит значительно медленнее, чем изменение, например, давления или расхода на границе пласта. В дальнейшем рассмотрены системы, для которых характерное время перестройки (время релаксации) значительно превышает время, определяемое пьезопроводностью. На основании этого для процессов, обусловленных гидродинамическим перераспределением давления, оставим термин «нестационарный».

Причины, обусловливающие неравновесность фильтрационных течений, могут иметь различную физико-химическую природу, например явления сорбции и десорбции в пористой среде, фазовые превращения углеводородных систем, состояние газоконденсатных смесей в пористой среде, деформации породколлекторов. Соответственно для расчета таких течений применяют различные математические модели.

Исследования последних лет показали, что при определенных условиях к расчету показателей технологических процессов нефтегазодобычи необходимо подходить с позиций механики неравновесных систем. С этой точки зрения важной задачей является оценка неравновесных характеристик этих процессов. Экспериментально установлено, что при темпах изменения давления  $10^{-4}$ – $10^{-3}$  МПа/с фазовые превращения в полой бомбе имеют неравновесный характер. Различия условий, при которых протекают фазовые превращения в реальном пласте-коллекторе и пустотелом сосуде, не позволяют достаточно надежно обосновать корректность существующих методов исследования газоконденсатных систем. Практически не исследовано влияние пористой среды на фазовые превращения при неравновесных условиях. Очевидно, в такой ситуации особый интерес представляет оценка неравновесных характеристик фазовых превращений в пористой среде.

В опытах использовали рекомбинированные газоконденсатные смеси, содержащие большой набор углеводородных компонентов.

При выборе темпов истощения модели исходили из темпов изменения давления, характерных для призабойных зон скважин, а также возникающих при восстановлении давления в пласте при остановке скважин  $(10^{-5}-10^{-1} \text{ MIa/c})$ .

Для экспериментальной проверки влияния темпа изменения давления на количество выпадаемого конденсата было проведено исследование истощения

модели пласта при разном содержании конденсата в газе и различных темпах истощения. Основой для представленной на рис. 3.19 экспериментальной установки служила серийная установка для исследования газоконденсатных систем УГК-3. В описываемых опытах ее использовали для приготовления и исследования свойств газоконденсатной смеси, насыщающей модель пласта 1, которая соединена с установкой УКГ-3.

Модель пласта 1 представляла собой трубу длиной 1,55 м с внутренним диаметром 30 мм. Труба заполнена кварцевым песком, состоящим из фракций с размером частиц: менее 0,1 мм – 60 %; от 0,1 до 0,2 мм – 40 %. Объем порового пространства, который определяли по падению давления в модели, насыщенной воздухом, составил 340 см<sup>3</sup>; проницаемость по воздуху 1,9·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>. Давление в поровом объеме модели пласта измеряли образцовыми манометрами с пределом измерения 40 МПа. Расход газа определяли с помощью счетчика типа ГСБ-400.

Для приготовления рекомбинированной газоконденсатной смеси использовали бомбу высокого давления 5 с поршнем. Для создания и регулирования давления в бомбе и прессе-поджимке применяли гидравлическую систему, основными элементами которой являлись емкость с глицерином и плунжерный насос.

Бомбу 5 и модель пласта 1 термостатировали в опытах с помощью водяной системы обогрева, для чего использовали термостат 1С-24А. Температуру поддерживали на уровне 60 °C с помощью контактного термометра, которым оборудован термостат 1С-24А, и контролировали ртутными термометрами с



#### Рис. 3.19. Схема экспериментальной установки:

1 - модель пласта; 2 - ловушка; 3 - газовый счетчик; 4 - пресс; 5 - бомба; 6 - емкость с глицерином; 7 - плунжерный насос; 8 - баллоны со сжатым газом и воздухом; 9 - контейнер с конденсатом; 10 - ручной пресс; 11 - образновый манометр; 12, 13 - краны.

верхним пределом измерения 100 °C и ценой деления 0,1 °C, введенными в специальные термокарманы на терморубашках бомбы и модели пласта. Для уменьшения потерь теплоты рубашки бомбы и модели пласта были обеспечены теплоизоляцией.

В опытах использовали рекомбинированные газоконденсатные смеси, которые приготавливали из газа сепарации и сырого конденсата, отобранных при исследовании на газоконденсатность скв. З Вуктыльского газоконденсатного месторождения. Состав газа и конденсата приведен ниже:

Признак	Cı	$C_2$	$C_3$	i-C4	$n-C_4$	$C_{5^{+}}$	$N_{a3}$
газ сспарации	31,9	8,93	3,13	0,38	0,65	0,3	4,71
сырой конденсат	30,93	17,81	17,26	3,89	7,91	21,11	1,08

Сначала установку опрессовали при 40 МПа. За сутки давление в модели практически не изменилось, что свидетельствовало о герметичности системы.

На следующем этапе подбирали рабочие смеси. При этом исходили из следующих соображений. Смесь должна иметь достаточно высокое содержание конденсата, чтобы влияние его выпадения конденсата на форму зависимости  $\bar{p}/z$  было ощутимым. Исходя из этих соображений исследовали смеси с газовым фактором менее  $10^4 \text{ м}^3/\text{m}^3$ , так как при этом максимальное количество выпадающего конденсата составляет 2 % порового объема модели пласта и более. Для опытов по истощению модели пласта были выбраны смеси с газовым фактором  $\Gamma_1 = 10^4 \text{ м}^3/\text{m}^3$  и  $\Gamma_2 = 4.10^3 \text{ м}^3/\text{m}^3$ . По результатам предварительных исследований этих смесей давление начала конденсации составляло соответственно 12,8 и 14 МПа.

Непосредственно перед проведением опыта модель пласта заполняли воздухом при 17,5 МПа, а затем отсекали от УГК-З краном. Далее приготовляли газоконденсатную смесь в бомбе 5 по стандартной методике. По окончании загрузки газа и конденсата бомбу 5 и модель пласта 1 термостатировали при 60 °С в течение 2–3 ч. Температуру контролировали термометрами на модели пласта и бомбе УГК-З. После стабилизации температуры на уровне 60 °С определяли давление начала конденсации и изотерму контактной конденсации. Затем замещали насыщающий модель пласта воздух газоконденсатной смесью из бомбы 5 при 17,5 МПа, что приблизительно на 3 МПа выше давления начала конденсации смесей, использованных в опытах. При прокачке давление поддерживали на постоянном уровне с помощью плунжерного насоса 7, закачивающего глицерин в пространство над поршнем бомбы.

После прокачки начинали процесс истощения модели пласта, при этом кран 12 закрывали. Скорость отбора смеси из модели регулировали краном 13. Отбираемую из модели газоконденсатную смесь через ловушку 2 подавали на газовый счетчик 3.

В процессе истощения модели фиксировали показания манометров, газового счетчика и время (секундомером). Опыты проводили при темпах истощения  $1,9\cdot10^{-3}$  и  $11\cdot10^{-3}$  МПа/с. Этим значениям соответствуют скорости отбора смеси 6 и 37 см<sup>3</sup>/с (или в объемах, отнесенных к поровому объему модели, приблизительно 64 и 390 поровых объемов в 1 ч). Для сравнения отметим, что, согласно данным Калхэма, темп истощения модели в пределах 3,5–50 поровых объемов в 1 ч для смесей метан – пропан является равновесным.



Рис. 3.20. Кривые истощения модели пласта:  $a - \Gamma = 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3, \ dp/dt = 1,9\cdot10^3 \text{ МПа/с}; \ 6 - \Gamma = 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3, \ dp/dt = 11\cdot10^{-3} \text{ МПа/с}; \ e - \Gamma = 4\cdot10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3, \ dp/dt = 11\cdot10^{-3} \text{ MПа/c}; \ e - \Gamma = 4\cdot10^3 \text{ m}^3/\text{m}^3, \ dp/dt = 1,9\cdot10^{-3} \text{ MПа/c};$ 

Построенные по результатам опытов кривые истощения модели пласта показаны на рис. 3.20, a-r. Сплошными линиями изображены зависимости p/z от  $Q_{no6}$ , штриховыми –  $\partial(p/z) = \partial(Q_{no6})$ . Соответствующие изотермы конденсации смесей, использованных в опытах, приведены на рис. 3.21.

Зависимости  $p/z = f(Q_{no6})$  на рис. 3.20 имеют слабо выраженную нелинейность, которая нагляднее проявляется на дифференциальных кривых



 $\partial(p/z)/\partial Q_{ao6} = \varphi(Q_{ao6})$ . Оценку производной  $\partial(p/z)/\partial Q_{ao6}$  проводили с помощью следующего алгоритма: p/z-зависимость в окрестности точки с номером *s* аппроксимируется отрезком прямой

$$(p/z)_{i} = (p/z)_{s} + \left(\frac{\partial p/\partial z}{\partial Q_{ao6}}\right)_{s} (Q_{ao6\,i} - Q_{ao6\,s}).$$
(3.129)

Производная в точке *s* оценивается методом наименьших квадратов на основании выражения (3.129):



где n и k – число точек слева и справа от точки с номером s.

При обработке рассматриваемых p/z-зависимостей производная оценивалась по пяти точкам при n = k = 2. Полученные в результате расчета дифференциальные зависимости имеют явно неслучайный характер и различаются между собой весьма существенно, (рис. 3.22). Это свидетельствует о том, что фазовые превращения газоконденсатных смесей существенно влияют на показатели процесса истощения.

По рис. 3.22 видно, что снижение приведенного давления на единицу отбора газа существенно зависит от содержания конденсата системы и что производные p/z-зависимости для смесей с постоянным значением газового фактора, полученные при разных темпах истощения, отчетливо различаются. Влияние ошибки определения содержания конденсата систем, использованных в опытах, приходится исключить. Действительно, если допустить, что значение производной  $\partial(p/z)/\partial Q_{no6}$  пропорционально содержанию конденсата систем, т.е.  $q = \Gamma^{-1}$ , то простой оценочный подсчет показывает, что причиной наблюдаемых различий между кривыми 1 и 2 или 3 и 4 может быть ошибка в определении содержания конденсата не менее 20 %. В действительности содержание конденсата смесей подбирали с точностью до 3,5 % (см. рис. 3.21). Колебание температуры в пределах 1 °C также не может привести к наблюдаемому различию кривых.

Следовательно, остается принять, что различие кривых  $\partial(p/z)/\partial Q_{\text{до6}} = \varphi(Q_{\text{до6}})$  при  $\Gamma$  = const связано с неравновесностью фазовых превращений, а темп истощения порядка  $10^{-2}$  МПа/с является неравновесным.

Как отмечалось, результаты экспериментального исследования фазовых превращений газоконденсатных смесей в полых бомбах высокого давления при темпах изменения давления, соизмеримых с реализуемыми в фильтрационных процессах добычи газа и конденсата, свидетельствуют об их неравновесности. Однако в настоящее время отсутствуют достаточно надежные методы для определения наличия или отсутствия влияния пористой среды на фазовые превращения при неравновесных условиях. В связи с этим основная цель исследований, описанных в данном подразделе, – оценка неравновесных характеристик фазовых превращений, а именно характерного времени по результатам экспериментального исследования фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. Подобные оценки проведены по результатам исследования фазовых превращений в полых бомбах.

Для этой цели использовали результаты опытов по фильтрации газоконденсатных смесей, выполненных в филиале ВНИИГаза в Республике Коми. Опыты состояли в том, что через модель пласта фильтровалась рекомбинированная вуктыльская газоконденсатная смесь при давлениях ниже давления начала конденсации. При фильтрации перепад давлений между входом и выходом модели поддерживали постоянным. Было проведено пять опытов при различных значениях давления на входе модели и разных скоростях фильтрации (табл. 3.9).

Наблюдаемое несоответствие между депрессиями и дебитами можно связать с влиянием фазового состояния смеси на ее вязкость.

<i>р</i> вх, МПа	<i>р</i> вых, МПа	$Q_{\rm cp} \cdot 10^5,  {\rm m}^3/{ m c}$
24 24	23,7 23,3	1,17 5,83
24	23,6	2,83
18 26	17,2	5,05 3,58
	р <sub>вх</sub> , МПа 24 24 24 18 26	рвх, МПа         рвых, МПа           24         23,7           24         23,3           24         23,6           18         17,2           26         25,4

Таблица 3.9

В ходе экспериментов было установлено, что стабилизация фильтрационного потока газоконденсатной смеси происходит в течение длительного времени, значительно большего, чем характерное время переходного процесса фильтрации газа. При этом расход и перепад давления колеблются относительно своих средних значений.

По результатам опытов рассчитаны корреляционные функции, представленные на рис. 3.23. Номер кривой соответствует номеру опыта в табл. 3.9.

Из теории случайных процессов известно, что время первого нуля  $T_1$  корреляционной функции случайных процессов имеет один порядок с характерным временем переходного процесса в системе с постоянной структурой (табл. 3.10).

Как следует из данных табл. 3.11, время Т<sub>1</sub> составляет менее 30 % време-



Рис. 3.23. Корреляционные функции случайных процессов  $p_{BX}^2 - p_{BMX}^2 = \Delta p^2(t)$  и Q(t) при разных  $p_{BX}$  и  $Q_{cp}$  (см. табл. 3.9)

Таблица 3.10

Данные	для	вычисления	корреляционных	функций
--------	-----	------------	----------------	---------

р <sub>вх</sub> , МПа	$Q_{\rm cp}$ ·10 <sup>5</sup> , м <sup>3</sup> /с	<i>Т</i> <sub>1</sub> , мин	Топ, мин	$(T_1/T_{on})100, \%$
26 24 24 24 24 18	3,58 1,17 2,83 5,83 5,05	9 30 19 28 19	120 120 150 90 120	7,5 25 12,7 31 15,8

ни полной реализации Ton. Можно заключить, что значения корреляционных функций в интервале  $0 < \tau < T_1$  вычислены достаточно точно.

Полученные значения времен свидетельствуют о том, что характерное время переходных процессов в рассматриваемых опытах значительно больше, чем при упругой фильтрации газа в тех же условиях (10-100 с). Подобное несоответствие можно связать с перестройкой структуры фильтрационного потока и неравномерностью фазовых превращений. Вероятно, характерное время этих процессов значительно больше, чем для упругого процесса фильтрации, и оно является определяющим.

Оценим характерное время переходных процессов.

Для приближенного описания нестационарных фильтрационных процессов можно пользоваться обыкновенными дифференциальными уравнениями. Исходя из этого положим, что функции  $p_{\text{вк}}^2 - p_{\text{вых}}^2 = f(t)$  и  $Q = \phi(t)$  удовлетворяют уравнению

$$T\frac{d\Delta p^2}{dt} + \Delta p^2 = cQ(t). \tag{3.131}$$

С учетом того, что в описанных опытах эти функции имеют колебательный характер, представим их в следующем виде:

$$\Delta p^{2}(t) = \Delta p_{0}^{2} + \Delta p^{2}(t); \quad Q(t) = Q_{0}Q'(t), \quad (3.132)$$

где  $\Delta p_0^2$  и  $Q_0$  – средние значения стационарных функций  $\Delta p^2(t)$  и Q(t) соответственно;  $\Delta p^2$  и Q' – случайные отклонения с нулевым математическим ожиданием.

Умножив левую и правую части уравнения на  $Q(t_1)$  и проинтегрировав по  $t_1$  в пределах от 0 до  $T_{on}$ , получим

$$T \frac{dM[\Delta p^{2}(t)Q(t_{1})]}{dt} + M[\Delta p^{2}(t)Q(t_{1})] = cM[Q(t)Q(t_{1})], \qquad (3.133)$$

где  $M[\Delta p^2(t)Q(t)]$  и  $M[Q(t)Q(t_1)]$  – математические ожидания произведений случайных функций, которые с учетом (3.133) можно представить в виде

$$M[\Delta p^{2}(t)Q(t_{1})] = M[\Delta p_{0}^{2}Q_{0} + \Delta p_{0}^{2}Q'(t_{1}) + \Delta p^{2}Q'(t_{1})] =$$
$$= M[\Delta p_{0}^{2}Q_{0} + \Delta p^{2}(t_{1} - \tau)Q'(t_{1})] = \Delta p_{0}^{2}Q + R_{pQ}(\tau).$$
(3.134)

Здесь R<sub>pQ</sub> - взаимная корреляционная функция случайных процессов  $\Delta p^2 = f(t) \times Q = Q(t).$ Аналогично

$$M[Q(t)Q(t_1)] = M[Q(t_1 + \tau)Q(t_1)] = Q_0^2 + R_{QQ}(\tau).$$
(3.135)

Подставив выражения (3.134) и (3.135) в уравнение (3.133), получим

$$T \frac{dR_{pQ}(\tau)}{d\tau} + Q_0 \Delta p_0^2 + R_{pQ}(\tau) = c[Q_0^2 + R_{QQ}(\tau)].$$
(3.136)

Очевидно, что  $Q_0 \Delta p_0^2 = c Q_0^2$ . Следовательно,

$$T \frac{dR_{pQ}(\tau)}{d\tau} + R_{pQ}(\tau) = cR_{QQ}(\tau).$$
(3.137)

Решением уравнения (3.137) является функция

$$R_{pQ}(\tau) = R_{pQ}(0)e^{-\tau/T} + \frac{c}{T}\int_{0}^{\tau} R_{QQ}(\tau)Q^{-\frac{\tau-\tau_{1}}{T}}d\tau_{1}.$$
 (3.138)

Если выполнено условие  $\tau/T \ll 1$ , то, как показывает непосредственный подсчет, функцию (3.138) с достаточной точностью можно записать в виде

$$R_{pQ}(\tau) = R_{pQ}(0)e^{-\tau/T}.$$
 (3.139)

Проинтегрировав уравнение (3.139) в пределах от  $\tau$  до  $\tau + \Delta t$ , найдем

$$\int_{0}^{\tau+\Delta t} R_{pQ}(t) dt = R_{pQ}(0) e^{-\tau/T} (1 - e^{-\Delta t/T}), \qquad (3.140)$$

где  $\Delta t$  – постоянный шаг по времени.

Прологарифмировав левую и правую части уравнения (3.140), получим

$$y = a - \tau/T, \qquad (3.141)$$

где

$$y = -\lg\left(\int_{\tau}^{\tau+\Delta t} R_{pQ}(\tau)d\tau\right); \quad a = R_{pQ}(0)(1-e^{-t/T}).$$

Результаты обработки корреляционных функций по формуле (3.134) представлены на рис. 3.24 и в табл. 3.11. Номер кривой соответствует номеру опыта.

Результаты обработки корреляционных функций позволяют заключить следующее.

Полученное значение времени T для опыта при  $p_{sx} = 26$  МПа (т.е. выше давления начала конденсации) соизмеримо с порядком значений характерного времени при упругой фильтрации газа.

Значения характерного времени переходных процессов при фильтрации газоконденсатных смесей значительно превышают соответствующие значения

Номер опыта	<i>р</i> <sub>вх</sub> , МПа	$Q_{cp}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	Т, мин	<i>Т</i> <sub>1</sub> , мин
1	24	117	29,8	30
2	24	583	26,3	28
3	24	283	21,2	19
4	18	505	12,5	19
5	26	358	3	9

Таблица 3.11

Результаты обработки корреляционных функций



Рис. 3.24. Результаты обработки корреляционных функций

для упругого гидродинамического процесса, если давление на входе ниже давления начала конденсации.

Если время релаксации пластовой системы намного больше характерного времени гидродинамического переходного процесса, то длительность переходных процессов в такой системе одного порядка со временем релаксации. Данные табл. 3.11 согласуются с этим положением, т.е. большое значение характерных времен можно объяснить неравновесностью фазовых превращений.

Экспериментальные данные свидетельствуют о проявлении неравновесности фазовых превращений при темпах изменения давления 1,9·10<sup>-4</sup> МПа/с и выше. Эти значения охватывают диапазон темпов изменения давления, которые характерны для процессов фильтрации, реализуемых в пластовых и лабораторных условиях.

В настоящее время изменение фазового состояния многокомпонентных углеводородных смесей эффективно изучают экспериментальным и аналитическим путем. Один из основных методов определения фазового состояния углеводородных систем газоконденсатных месторождений — исследование в бомбе PVT высокого давления. Результаты исследования представляют в виде изотерм конденсации, выражающих зависимость количества выпавшего конденсата от давления при определенной температуре.

Изменение фазового состояния углеводородных смесей можно описать аналитически с использованием констант фазового равновесия, для расчета которых применяют уравнения состояния многокомпонентных смесей при строгом соблюдении термодинамики фазовых равновесий. В настоящее время предложено более 150 уравнений состояния. Однако при расчете фазовых равновесий наиболее широко используют уравнения Бенедикта – Вебба – Рубина и Редлиха – Квонга.

Расчет изотермы конденсации многокомпонентных смесей на основе констант равновесия весьма сложен, и его практически не применяют. В связи с необходимостью упрощения расчетов разработаны приемы, позволяющие заменить определенные группы углеводородов одним компонентом. Многокомпонентная система сводится, таким образом, к смеси бинарной, тройной и т.д.

Описанные методы расчетов применимы к равновесным процессам фазовых превращений. В случае нарушения термодинамического равновесия для замыкания расчетных систем уравнений используют уравнения межфазного обмена, получаемые с помощью законов термодинамики необратимых процессов. Однако при таком подходе требуется знание большого числа экспериментально определяемых констант.

Широкие возможности описания кинетики фазовых превращений открывает применение адаптационных методов идентификации.

При постоянной температуре и равновесных условиях состояние углеводородной системы определяется одним давлением. При неравновесных условиях скорость изменения внешних условий соизмерима со скоростью межфазного обмена. Следовательно, в этом случае вторым параметром, определяющим соотношение между фазами, является темп изменения давления. Этот факт подтверждается результатами экспериментальных исследований изотермы конденсации.

Исходя из аналогии между процессами растворения – дегазации и конденсации – испарения, последний можно описать уравнением вида

$$q = A \left[ p_{\text{\tiny M.K}} - p + \int_{0}^{t} K(t - \tau) \frac{dp(\tau)}{d\tau} d\tau \right], \qquad (3.142)$$

где q и  $q_{\text{м.к}}$  – относительный объем выпавщего конденсата соответственно при текущем давлении и давлении максимальной конденсации;  $A = q_{\text{м.к}}/(p_{\text{н.к}} - p_{\text{м.к}});$   $p_{\text{н.к}}$  и  $p_{\text{м.к}}$  – давления начала конденсации и максимальной конденсации соответственно; K(t) – функция релаксации системы, подчиненная условиям  $K(t) > 0; dK(t)/dt < 0; K(\infty) = 0.$ 

В предельном случае при бесконечно малом темпе изменения давления dp/dt = 0 уравнение (3.142) переходит в уравнение равновесной изотермы конденсации  $q = A(p_{\text{н.к.}} - p)$ .

Согласно (3.142), при неравновесных условиях в случае снижения давления (dp/dt < 0) количество выпадающего конденсата меньше равновесного  $q < A(p_{\rm s.k.} - p)$ , при увеличении давления (dp/dt > 0) наблюдается обратная картина. Таким образом, при неравновесных условиях уравнение (3.142) описывает гистерезис фазовых переходов.

С учетом особенностей процесса конденсации, а также условий, наложенных на функцию *K*(*t*) в уравнении (3.142), ей можно придать вид

$$K(t) = K_0 e^{-t/T_{\phi}}, \qquad (3.143)$$

где K<sub>0</sub> – весовой коэффициент; T<sub>ф</sub> – время релаксации.

В этом случае уравнение (3.142) приобретает вид K(t):

$$q = A\left(p_{\text{M.K}} - p + K_0 \int_0^t e^{(-t-\tau)/T} \frac{dp}{d\tau} d\tau\right).$$
(3.144)

Уравнения (3.142), (3.144) фазовых переходов в газоконденсатной системе можно рассматривать как идентификационные. Параметры этих уравнений определяют по опытным данным.

#### Таблица 3.12

Номер опы-	т. МПа	<i>q</i> ·10 <sup>-1</sup> , г/м <sup>3</sup> , при <i>a<sub>i</sub></i> , МПа/с					
та	<i>p</i> , M11a	$a_0 = 0$	$a_1 = 1,91 \cdot 10^{-4}$	$a_2 = 3,82 \cdot 10^{-4}$	$a_3 = 7,64 \cdot 10^{-4}$		
1 2 3 4 5 6 7 8	30,1 26,2 25,2 24 23,2 22,2 21,9 21,3	0 6,8 8,6 10,7 12,1 13,9 14 15,3	0 6,6 8,3 10,3 11,6 13,25 - 14,9	0 6,35 8 10 11,2 12,8 13,5 14,4	0 5,7 7,3 9,2 10,5 12 12,7 13,6		

Результаты вычисления относительного объема выпавшего конденсата

В общем случае определению подлежит вся функция K(t), так как до опыта, строго говоря, вид ее неизвестен.

В опытах газоконденсатную смесь с газовым фактором  $3 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/кг исследовали в бомбе PVT объемом 2,86  $\cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup> при 292 °C. Давление начала конденсации – 30,1 МПа. Изотермы неравновесной дифференциальной конденсации определялись при темпах выпуска газа  $dp/dt = 5,55 \cdot 10^{-7}, 11,1 \cdot 10^{-7}, 22,2 \cdot 10^{-7}$  м<sup>3</sup>/с и темпах падения давления, равных 1,91  $\cdot 10^{-4}$ , 3,82  $\cdot 10^{-4}$ , 7,64  $\cdot 10^{-4}$  МПа/с (соответственно кривые 2, 3, 4 на рис. 3.25).

Результаты опытов представлены в табл. 3.12. Данные об изотерме



равновесной конденсации не приводятся, поэтому значения q получены расчетным путем;  $a_i$  – темп падения давления в бомбе в *i*-м опыте.

Значения изотермы конденсации, соответствующей бесконечно малому темпу снижения давления, можно определить графически (рис. 3.26).

С учетом того, что в опытах темп выпуска газа поддерживали постоянным, на основании формулы (3.144) для неравновесных отклонений получим

$$\varepsilon_{qi} = AK_0 T_{\phi} a_i (1 - e^{t/T_{\phi}}), \ i = 1, 2, \dots .$$
(3.145)

Проинтегрировав уравнение (3.145) от 0 до t, найдем

$$\int_{0}^{t} \delta q_{i} dt = AK_{0}T_{\phi}a_{i}[t - T_{\phi}(1 - e^{-t/T_{\phi}})].$$
(3.146)

Исключив из равенств (3.145) и (3.146) е<sup> $-t/T_{\phi}$ </sup>, и с учетом того, что вследствие постоянства темпа выпуска газа  $t = (p_{\text{н.к.}} - p)/a_i$ , получим уравнение прямой

$$\frac{1}{a_i(p_{\rm H,K}-p)} \int_0^{p_{\rm H,K}-p} \delta q_i d(p_{\rm H,K}-p) = AK_0 T_{\rm \varphi} - T_{\rm \varphi} \frac{\delta q_i}{p_{\rm H,K}-p}.$$
 (3.147)

Обработка данных опытов в соответствии с уравнением (3.147) позволяет определить параметры  $K_0$  и  $T_{\phi}$ . Результаты обработки данных табл. 3.12 при-

ведены на рис. 3.27; при этом  $X = \delta q_1/(p_{\text{н.к}} - p), Y = \int_0^{p_{\text{н.к}}-p} \delta q_2 d(p_{\text{н.к}} - p)$ 

 $(-p)/[1,64\cdot10^{-4}(p_{\text{н.к}}-p)]$ . Определение параметров по полученной прямой дает  $K_0 = 0,21, T_{\Phi} = 8800$  с.

Оценить коэффициент  $K_0$  для условий, при которых скорость изменения внешних условий намного больше скорости фазовых превращений, несложно, исходя из следующих соображений.

При достаточно больших скоростях падения давления конденсат, очевидно, не успевает выпадать. Тогда, согласно уравнению (3.144),

$$p_{_{\rm H,K}} - p + \int_{0}^{t} K_{0} e^{(-t-\tau)/T_{\phi}} \frac{dp}{d\tau} = 0.$$
 (3.148)



Рис. 3.27. График для определения параметров неравновесной конденсации:

Так как для рассматриваемых условий  $t \ll T$  и соответственно  $e^{-t/\pi} \sim 1$ , то последнее уравнение эквивалентно  $(p_{\text{н.к}} - p)(1 - K_0) = 0$ . Отсюда следует, что  $K_0 = 1$ .

Приведем следующий подход при определении уравнения состояния газоконденсатной смеси на основе использования результатов экспериментального исследования изотермы конденсации.

Рассмотрим уравнение материального баланса для произвольного фиксированного объема газоконденсатной смеси:

$$\rho_{\rm cM}W_{\rm cM} = \rho_{\rm r}W_{\rm r} + \rho_{\rm \kappa}W_{\rm \kappa}, \qquad (3.149)$$

где  $\rho_{\rm cm}$ ,  $\rho_{\rm r}$ ,  $\rho_{\rm K}$  — плотность газоконденсатной фазы смеси, сухого газа и конденсата соответственно;  $W_{\rm cm}$ ,  $W_{\rm r}$ ,  $W_{\rm K}$  — объем газоконденсатной смеси, газа и конденсата соответственно.

Допустим, что объем конденсата намного меньше рассматриваемого и количество газа, растворенного в выпавшем конденсате, незначительно. В этом случае положим  $W_{cM} = W_r$  и уравнение (3.149) представим в виде

$$\rho_{\rm cM} = \rho_{\rm r} + \rho_{\rm K} W_{\rm K} / W_{\rm r}. \tag{3.150}$$

Массовая растворимость конденсата в единице объема газа

$$\sigma_{_{\rm M}}(p) = \rho_{_{\rm K}} W_{_{\rm K}} / (\rho_{_{\rm f}} W_{_{\rm f}}) = \rho_{_{\rm K}} W_{_{\rm K}} / (\rho_{_{\rm f0}} W_{_{\rm f0}}), \qquad (3.151)$$

где  $\rho_{r0}$ ,  $W_{r0}$  – соответственно плотность и объем газа при нормальных условиях. Из последнего соотношения получим

$$W_{\kappa}/W_{r} = \rho_{r}W_{\kappa}/(\rho_{r0}W_{r0}).$$
 (3.152)

Подставив полученное выражение в формулу (3.150), найдем

$$\rho_{cM} = \rho_{r} + \rho_{r} \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{r0}} \frac{W_{\kappa}}{W_{r0}}.$$
(3.153)

Использовав изотерму конденсации, определяемую экспериментально в виде зависимости  $W_{\kappa}/W_{r0} = \Phi(p)$ , и приняв, что при изотермических условиях плотность газа определяется по уравнению состояния

$$\rho_{\rm r} = \rho_{\rm r0} \, p / p_0,$$

приведем выражение (3.153) к виду

$$\rho_{cM} = \rho_{r0} \frac{p}{p_0} \left[ 1 + \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_{r0}} \Phi(p) \right].$$
(3.154)

В этом уравнении множитель  $\rho_{r0} p/p_0$  характеризует изменение плотности смеси вследствие изотермического изменения объема, а выражение в скобках – то же, вследствие фазовых превращений. Оценим влияние выпадения конденсата на плотность газовой фазы смеси.

Как отмечалось выше, функцию  $\Phi(p)$  можно приближенно аппроксимировать отрезком прямой

$$\Phi(p) = A(p - p_{\mathsf{M},\mathsf{K}}). \tag{3.155}$$

Согласно (3.154) и (3.155), плотность смеси при давлении начала конденсации

$$\rho_{cM}^{".\kappa} = \rho_{r0} \frac{p_{".\kappa}}{p_0} \left[ 1 + \frac{\rho_{\kappa 0}}{\rho_{r0}} A(p_{".\kappa} - p) \right].$$
(3.156)

Формула (3.154) с учетом выражений (3.155) и (3.156) дает

$$\rho_{\rm cm} = \rho_{\rm cm}^{\rm H.K} \frac{p}{p_{\rm H.K}} \left[ 1 - \frac{\rho_{\rm K} p_{\rm H.K}}{\rho_{\rm cm}^{\rm H.K} p_0} A(p_{\rm H.K} - p) \right].$$
(3.157)

Для количественной оценки примем значения параметров, соответствующих Вуктыльской газоконденсатной смеси. Плотность газа сепарации и конденсации при стандартных условиях составляет соответственно 0,8 и 690 кг/м<sup>3</sup>,  $p_{\rm H.K} = 32~{\rm M}\Pi$ а,  $A = 5\cdot10^5~{\rm M}\Pi$ а<sup>-1</sup>. Далее примем, например,  $p_{\rm H.K} - p = 5~{\rm M}\Pi$ а. Оценивая значения сомножителей в выражении (3.157), находим  $p/p_{\rm H.K} = 0,84$ ; при этом выражение в квадратных скобках равно 0,87. Полученная оценка свидетельствует о том, что изменение плотности вследствие изотермического расширения и фазовых превращений – величины одного порядка.

Для неравновесных условий аналогичным образом на основе формулы (3.142) получим

$$\rho_{cM} = \frac{\rho_{cM}^{H.K}}{p_{H.K}} \left[ 1 - \frac{\rho_{K} p_{H.K}}{\rho_{cM}^{H.K} p_{0}} A \left( p_{H.K} - p + \int_{0}^{t} e^{-(t-i)/T_{\Phi}} \frac{dp}{d\tau} d\tau \right) \right].$$
(3.158)

Темп изменения давления в произвольной точке пласта определяется из выражения

$$\frac{dp}{dt} = \frac{dp}{dt} + \frac{v}{m}\frac{\partial p}{\partial r}.$$
(3.159)

Оценим характерное время стационарной фильтрации. Предположим, что фильтрация происходит по закону Дарси и распределение давления в рассматриваемом круглом пласте соответствует стационарному процессу фильтрации идеального газа.

Пренебрежение в этом случае влиянием фазовых превращений не отражается на порядке оцениваемых величин. С учетом того, что в рассматриваемом случае dp/dt = 0, давление изменяется вдоль линии тока согласно уравнению (3.159), dp/dt можно оценить по формуле

$$dp/dt = (p_{\kappa} - p_{c})/T,$$
 (3.160)

где *T* – характерное время изменения давления вдоль линии тока стационарного плоскорадиального потока:

$$T = m \mu r^2 \ln^2 \frac{R}{r_c} \frac{1}{k(p_{\kappa} - p_c)}.$$
 (3.161)

Для оценочного расчета примем  $m \approx 10^{-1}$ , вязкость газа  $\mu_{\rm r} \approx 10^{-5}$  Па·с, депрессия  $p_{\rm k} - p_{\rm c} \approx 1$  МПа, коэффициент проницаемости  $k \approx 10^{-13}$  м<sup>2</sup>. Оценочные значения характерного времени T и темпа изменения давления в призабойной зоне приведены ниже:

<i>R</i> , м	10 1	10_1	10_
<i>T</i> , c	10	$10^{3}$	10 <sup>5</sup>
dp/dt, MIIa/c	10-1	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>5</sup>

Сравнение значений характерного времени процесса фильтрации и фазовых превращений показывает, что они соизмеримы в призабойной зоне скважины радиусом  $r_c \approx 1$  м. Темп изменения давления в призабойной зоне на расстоянии порядка 1 м от скважины, как видно из приведенных данных, соизме-

рим с темпом изменения давления в опытах по неравномерной конденсации и значительно увеличивается при приближении к стенке скважины. Это показывает, что фазовые превращения в призабойной зоне газоконденсатных скважин имеют неравновесный характер. Так как значительная часть депрессии приходится на призабойную зону скважины, неравновесность фазовых превращений может существенно влиять на приток газоконденсатной смеси к скважине.

Рассмотрим нестационарный процесс перераспределения давления в пласте при мгновенной остановке скважины на забое.

Характерное время нестационарного процесса

$$T_{\rm un} \approx R^2 / (4x_{\rm r}); \ \varkappa_{\rm r} = K p_{\rm un} / (m\mu_{\rm r}).$$
 (3.162)

Подстановкой реальных значений параметров нетрудно убедиться, что  $T_{\tt un} \approx 10^3 \div 10^4$  с.

Темп изменения давления в рассматриваемом случае можно оценить как  $dp/dt \approx (p_{\rm k} - p_{\rm c})T_{\rm nn}$ .

Приняв  $p_{\kappa} - p_c \approx 1$  МПа, получаем  $dp/dt = 10^3 \div 10^4$  МПа/с, т.е. темп изменения давления является неравновесным. Полученные оценки свидетельствуют о том, что неравновесность фазовых превращений может существенно влиять и на нестационарный фильтрационный процесс.

Следуя подходу Л.С. Лейбензона и учитывая предположение относительно постоянства насыщенности, получим уравнение движения газовой фазы газоконденсатной смеси.

Уравнение неразрывности газовой фазы имеет вид

$$\operatorname{div}(\rho_{\rm cM}\overline{v}_{\rm cM}) = \partial \left[ m(1-S)\rho_{\rm cM} \right] / dt, \qquad (3.163)$$

где  $\rho_{cM}$  и  $\overline{v}_{cM}$  – соответственно плотность и средняя скорость фильтрации газовой фазы; m – пористость; S – конденсатонасыщенность.

Предположим, что фильтрация происходит по закону Дарси:

$$\overline{v}_{\rm cm} = \frac{k(S)}{\mu} \operatorname{grad} p. \tag{3.164}$$

Для замыкания системы (3.163), (3.164) используем уравнение состояния (3.158):

$$\rho_{\rm cM} = \frac{\rho_{\rm cM}^{\rm H.K}}{p_{\rm H.K}} p \left\{ 1 - \frac{\rho_{\rm K} p_{\rm H.K}}{\rho_{\rm cM}^{\rm H.K} p_0} A \left[ p_{\rm H.K} - p + K_0 \int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\rm th}} \frac{dp}{d\tau} d\tau \right] \right\}.$$
(3.165)

Система уравнений (3.163), (3.164), (3.165) эквивалентна уравнению движения

$$\operatorname{div}\left[\frac{k(S)}{\mu}pf(p)\operatorname{grad} p\right] = \frac{\partial}{\partial t}\left[m(1-S)pf(p)\right], \qquad (3.166)$$

где

$$f(p) = 1 - c \left[ (p_{\text{m.K}} - p) + K_0 \int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\text{ch}}} \frac{dp}{d\tau} \right].$$
(3.167)

При равновесной фильтрации заменой переменной

$$\varphi = \int_{p_{\pi\pi}^2}^{p^2} f(\sqrt{y}) dy = (1 - cp_{\pi\pi})(p^2 - p_{\pi\pi}^2) + \frac{2}{3}c(p^3 - p_{\pi\pi}^3)$$
(3.168)

уравнение (3.166) сведем к следующему:

$$\Delta \varphi = \frac{1}{\kappa_{\rm r}} \frac{p_{\rm nq} [f(p) + cp]}{p f(p)} \frac{\partial \varphi}{\partial t}, \qquad (3.169)$$

где  $\varkappa_{\rm r} = k_{\rm cp} / [\mu m (1 - S)].$ 

Перейдем к рассмотрению неравновесного случая. В данном случае, как и в равновесном, имеется возможность упрощения уравнения (3.166) без внесения существенных погрешностей. Введем соответствующие упрощения. Уравнение (3.166) для радиального случая можно представить в виде

$$f(p)\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r}f(p)\frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\partial f(p)}{\partial r} = \frac{2p_{n\pi}\pi}{x_r}\frac{\partial pf(p)}{\partial t}.$$
(3.170)

С учетом того, что  $\partial f(p)/\partial r \leq \partial (cp)/\partial r$  и  $\partial (cp)/\partial r = cq/[2pf(p)/r]$  (здесь q – приведенный к нормальным условиям удельный дебит фильтрационного потока), взамен уравнения (3.170) получим

$$f(p)\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p^2}{\partial r} \left[ f(p) + \frac{cq}{2pf(p)} \right] \approx \frac{2p_{\pi\pi}\pi}{\varkappa_{\rm r}} \frac{\partial pf(p)}{\partial t}.$$
(3.171)

Непосредственный подсчет величины в квадратных скобках показывает, что  $f(p) \approx 1$ , а  $cq/[2pf(p)] \approx 10^{-2}$ .

Пренебрежем вторым членом в квадратных скобках и представим уравнение (3.171) в виде

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}r\frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{2p_{\mu\pi}\pi(1-cp_{n\pi}+2cp)}{\kappa_r f(p)}\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{2p_{n\pi}\pi cK_0}{\kappa_r f(p)}\frac{\partial}{\partial t}p\int_0^r e^{-(t-\tau)/T_{\Phi}}\frac{\partial t}{\partial \tau}d\tau.$$
 (3.172)

В быстропротекающих переходных процессах в пласте при изменении режима работы скважин можно приближенно положить  $dp/dr \approx dp/\partial \tau$ . С учетом этого и после линеаризации уравнения (3.172) получим

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial t}r\frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{1+cp_{\mu\eta}\pi}{\kappa_{\rm r}}\frac{\partial p^2}{\partial t} - \frac{cp_{\mu\eta}\pi K_0}{\kappa_{\rm r}}\frac{\partial}{\partial t}\int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\rm rh}}\frac{\partial p^2}{\partial t}dr.$$
(3.173)

Уравнение (3.173) можно представить также в следующей форме, важной для последующего изложения:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}r\frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{1+cp_{nn}\pi(1-K_0)}{\varkappa_r} \left[\frac{\partial p^2}{\partial t} + \frac{cp_{nn}\pi K_0}{1+cp_{nn}(1-K_0)}\frac{1}{T_{\phi}}\frac{\partial}{\partial t}\int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\phi}}(p^2-p_0^2)d\tau\right], \quad (3.174)$$

где  $p_0$  – давление в начальный момент времени.

Полученное уравнение (3.174) с точностью до постоянных коэффициентов совпадает с уравнением нестационарной фильтрации газа в ползучем коллекторе [70]

$$\frac{1}{2}\frac{\partial}{\partial r}r\frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{1}{\kappa_r}\frac{\partial p^2}{\partial t} + 2p_{un}\pi m_1\frac{\partial}{\partial t}\int_0^t e^{-(t-\tau)/T_\kappa}(p^2 - p_0^2)d\tau.$$
(3.175)

Физическая основа такой аналогии состоит в том, что для обоих случаев характерно запаздывание. Если в первом случае запаздывание перераспределения давления связано с фазовыми превращениями, то во втором – с запаздыванием изменения порового объема при релаксации коллектора.

Уравнения вида (3.174) и (3.175) в общем случае эквивалентны дифференциальному уравнению в частных производных третьего порядка:

$$\eta \frac{\partial \Delta p^2}{\partial t} + \frac{\kappa_{\rm r}}{1 + ap_{\rm n,r}} \nabla^2 p^2 = \frac{\partial p^2}{\partial t} + bT \frac{\partial^2 p^2}{\partial t^2}, \qquad (3.176)$$

где  $\nabla^2$  — оператор Лапласа.

Фильтрации при неравновесных фазовых превращениях соответствуют следующие параметры:  $T = T_{\phi}$  – характерное время обмена между фазами;

$$a = c; \quad b = \frac{1 + cp_{\eta,\eta}(1 - K_0)}{1 + cp_{\eta,\eta}\pi}; \quad \eta = \frac{T_{\phi}\kappa_r}{1 + cp_{\eta,\eta}\pi}.$$
 (3.177)

Фильтрации в ползучем коллекторе соответствуют:  $T = T_{\kappa}$  – время релаксации;  $a = \beta$  – коэффициент сжимаемости коллектора;

$$b = \frac{1 + cp_{n,1}(1 - K_0)}{1 + \beta p_{n,1}\pi}; \quad \eta = \frac{T_{\kappa} \varkappa_r}{1 + \beta p_{n,1}\pi}.$$
 (3.178)

От уравнения фильтрации газа в трещиновато-пористой среде уравнения типа (3.176) отличаются присутствием второй производной квадрата давления по времени. Задачи неравновесной нестационарной фильтрации сложнее соответствующих задач упругого режима. Кроме того, как задачи неустановившейся фильтрации в трещиновато-пористой среде, они не допускают автомодельных решений.

В этой ситуации, тем не менее, имеется возможность исследования асимптотического поведения решений таких задач.

При постановке краевых задач для уравнений (3.176), (3.186) необходимо иметь в виду, что скачки давления и расхода, которые могут быть при фильтрации, «размываются» мгновенно. Это должно учитываться при записи соответствующих граничных условий.

Рассмотрим следующую задачу плоскорадиальной неравновесной фильтрации.

Допустим, что функция  $p^2$  является решением уравнения

$$\eta \frac{\partial}{\partial t} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\kappa_r}{1 + ap_{n,1}\pi} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\partial p^2}{\partial t} + bT \frac{\partial^2 p^2}{\partial t^2}$$
(3.179)

при условиях

$$\frac{\partial p^2(t,R)}{\partial t} = p^2(0,r) = p^2(t,R) = 0; \qquad (3.180)$$

$$\left(r\frac{\partial p^2}{\partial r}\right)_{r=r_c} = \frac{Q_{0\mu}p_0}{\pi k_1} = -q_0.$$
(3.181)

Перейдя к изображениям по Лапласу, взамен соотношений (3.179), (3.181) получим

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}r\frac{\partial\bar{p}^2}{\partial r} - \lambda \frac{1+bT\lambda}{\kappa_r/(1+ap_{n,n}\pi)+\lambda\eta} = \bar{p}^2 = 0; \qquad (3.182)$$

319

$$\overline{p}^{2}(R) = 0; \ \left(r\frac{\partial\overline{p}^{2}}{\partial r}\right)_{r=r_{c}} = -\frac{q_{0}}{\lambda}, \qquad (3.183)$$

где  $\lambda$  – параметр Лапласа.

Решение задачи (3.183) имеет вид

$$\overline{p}^{2}(\lambda, r) = \frac{q_{0}}{r_{c}\lambda}\sqrt{\frac{x_{r}}{\alpha}} \frac{K_{0}\left(R\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)J_{0}\left(r\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right) - K_{0}\left(r\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)J_{0}\left(R\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)}{J_{1}\left(r_{c}\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)K_{0}\left(R\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right) + J_{0}\left(R\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)K_{1}\left(r_{c}\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right)},$$
(3.184)

где  $J_0(z)$ ,  $J_1(z)$ ,  $K_0(z)$ ,  $K_1(z)$  – модифицированные функции Бесселя;

$$\alpha = \lambda \frac{(1+bT\lambda)(1+ap_{1LA})}{1+\lambda T}.$$
(3.185)

Рассмотрим промежуточную асимптотику

$$r_{c}\sqrt{\frac{lpha}{lpha_{r}}} >> r\sqrt{\frac{lpha}{lpha_{r}}} >> R\sqrt{\frac{lpha}{lpha_{r}}}$$

В этом случае решение (3.183) примет упрощенный вид

$$\overline{p}^{2}(r, \lambda) = -\frac{q_{0}}{\lambda} K_{0}\left(r\sqrt{\frac{\alpha}{\varkappa_{r}}}\right).$$
(3.186)

Исследуем асимптотическое поведение решения (3.186) при  $r\sqrt{\alpha/\varkappa_r} \ll 1$ . Если  $\lambda T \gg 1$ , что соответствует малым значениям времени, то при  $b \approx 1$  взамен уравнения (3.186) получим

$$\overline{p}^{2}(r,\lambda) = -\frac{q_{0}}{\lambda} K_{0} \left[ r \sqrt{\frac{\lambda b (1+a p_{\mathrm{m},n} \pi)}{\varkappa_{\mathrm{r}}}} \right].$$
(3.187)

Перейдем к оригиналам для неравновесной фильтрации газоконденсатной смеси. Тогда

$$p^{2}(r,t) = \frac{Q\mu}{2\pi khp_{0}} \operatorname{Ei}\left\{-\frac{r^{2}[1+cp_{\mu\nu}\pi(1-K_{0})]}{4\kappa_{r}t}\right\}.$$
(3.188)

Однако  $t \ll T$ , поэтому фазовых превращений не происходит. Как показано выше, в этом случае  $K_0 = 1$  и взамен уравнения (3.188) имеем

$$p^{2}(r,t) = \frac{Q\mu}{2\pi khp_{0}} \operatorname{Ei}\left(-\frac{r^{2}}{4\kappa_{r}t}\right), \qquad (3.189)$$

т.е. автомодельную асимптотику, соответствующую фильтрации чистого газа. Такой же вид имеет асимптотика для фильтрации газа в ползучем коллекторе. Физически это следует понимать так: что коллектор «не успевает» деформироваться, и происходит фильтрация газа в недеформируемом пласте.

Если  $\lambda T \ll 1$ , что соответствует условию  $t \gg T$ , то взамен решения (3.186) получим

$$\overline{p}^{2}(r,\lambda) = -\frac{q_{0}}{\lambda} K_{0} \left[ r \sqrt{\frac{\lambda(1+ap_{\mathrm{m},\pi}\pi)}{\varkappa_{\mathrm{r}}}} \right].$$
(3.190)

Перейдем к оригиналу. Тогда

$$p^{2}(r,t) = \frac{Q\mu}{2\pi khp_{0}} \operatorname{Ei}\left[-\frac{r^{2}(1+ap_{\mathrm{II}\pi}\pi)}{4\kappa_{\mathrm{r}}t}\right].$$
 (3.191)

Полученная автомодельная асимптотика соответствует случаю равновесной нестационарной фильтрации. Из уравнения (3.191) следует также, что наличие фазовых превращений, а также деформация коллектора могут приводить к затягиванию переходных процессов.

Рассмотрим асимптотическое поведение давления на стенке скважины при  $r_c \sqrt{\alpha/\varkappa_r} \ll R \sqrt{\alpha/\varkappa_r} \ll 1$ . Применив асимптотические разложения функций Бесселя при малых значениях аргумента, решение (3.191) на стенке скважины приближенно представим в виде

$$\overline{p}^{2}(r_{c}, \lambda) = \frac{q_{0}}{\lambda} \left[ \ln \frac{R}{r_{c}} - 1 + \frac{1}{1 + R^{2} \alpha / (4x_{r})} \right].$$
(3.192)

С учетом того, что  $\alpha$  определяется выражением (3.185), перейдя к оригиналу, получим

$$p^{2}(r_{c}, t) = q_{0} \ln \frac{R}{r_{c}} - q_{0}(1+B)e^{\lambda_{1}t} + q_{0}Be^{\lambda_{2}t}, \qquad (3.193)$$

где

$$B = (1 + T\lambda_2)\lambda_1 / (\lambda_2 - \lambda_1); \qquad (3.194)$$

$$\lambda_{1,2} = -\frac{1}{2b} \left[ \frac{1}{T_{n,1} \pi (1+ap_{n,1}\pi)} + \frac{1}{T} \right] \left\{ 1 \pm \sqrt{1 - \frac{4bTT_{n,1} \pi (1+ap_{n,1}\pi)}{[T+T_{n,1} \lambda (1+ap_{n,1}\pi)]^2}} \right\}$$

Примем, что в уравнении (3.193) знак плюс соответствует  $\lambda_2$ , а минус –  $\lambda_1$ . Тогда  $|\lambda_2| < |\lambda_1|$ . При  $T \gg T_{n\pi}$  из формулы (3.193) следует  $|\lambda_1| \gg |\lambda_2|$ , при этом  $\lambda_1 \rightarrow 1/T_{n\pi}$ ,  $\lambda_2 \rightarrow 1/T$ . Очевидно, в этом случае длительность переходного процесса определяется только характерным временем неравновесности T.

Важно отметить, что решения (3.192) имеют монотонный характер, так как подкоренное выражение в уравнении (3.193) всегда положительно. Действительно, приравняв это выражение к нулю, получим квадратное уравнение

$$\left(\frac{T}{T_{nn}}\right)^2 + 2\frac{T}{T_{nn}}(1+ap_{nn})(1-2b) \pm 2(1+ap_{nn})\sqrt{b(b-1)} = 0.$$
 (3.195)

Решив уравнение (3.195), найдем корни:

$$(T/T_{n_{\pi}})_{1,2} = -(1+ap_{n_{\pi}})(1-2b) \pm 2(1+ap_{n_{\pi}})\sqrt{b(b-1)}.$$
(3.196)

Так как b < 1, то, очевидно, действительных корней нет. Отсюда заключаем, что при действительных значениях параметров квадратный трехчлен в левой части уравнения (3.195) и, следовательно, подкоренное выражение в уравнении (3.193) положительны.

Рассмотрим плоскорадиальную неравновесную квазистационарную фильтрацию газоконденсатной смеси.

По аналогии со случаем равновесной фильтрации из уравнения (3.166) получим

11 --- 8440

$$\left\{1 - \frac{c}{2p_{n,n}} \left[p_{n,n}^2 - p^2 + K_0 \int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\phi}} \frac{dp^2}{d\tau} d\tau\right]\right\} r \frac{dp^2}{dr} = q_0.$$
(3.197)

При стационарном режиме темп изменения давления вдоль линии тока

$$\frac{dp}{dt} = \frac{v}{m}\frac{dp}{dt}.$$
(3.198)

За начало отсчета времени принимаем момент нахождения частицы на контуре пласта, соответственно t(r) следует понимать как время движения частицы от контура пласта до данной точки.

На основании уравнения (3.197) можно оценить влияние неравновесности на дебит скважины. Отметим, что если время неравновесности имеет порядок  $10^3$  с, то для рассматриваемой задачи можно приближенно положить  $K_0 \approx 1$ . Действительно, основная часть депрессии приходится на призабойную зону скважины размером порядка  $10^0$  м. Как показано выше, характерное время фильтрационного процесса в этой зоне имеет порядок  $10^1 - 10^3$  с. Следовательно, считая  $K_0 \approx 1$ , мы тем самым приближенно полагаем, что в призабойной зоне конденсат выпадать не успевает.

Упростим уравнение (3.197), заменив интеграл его приближенным выражением. При замене интеграла

$$J = \int_{0}^{t} e^{-(t-\tau)/T_{cp}} \frac{dp^{2}}{dr} d\tau$$
 (3.199)

будем приближенно полагать, что распределение давления соответствует фильтрации однородного газа и удельный дебит

$$q_0 = r \frac{dp^2}{dr} = \frac{p_{11n}^2 - p_c^2}{\ln(R/r_c)}.$$
 (3.200)

С учетом формул (3.198) и (3.200) интеграл Ј приведем к виду

$$J = \frac{kq_0}{m\mu 2p_{\rm unn}} \int_0^t e^{-(t-\tau)/T_{\rm CP}} \frac{d\tau}{r^2}.$$
 (3.201)

Связь величин т и r определяется уравнением

$$d\tau = -\frac{mdr}{v} = -\frac{prdr}{a_1},\tag{3.202}$$

где

$$a_{\rm i} = \frac{k(p_{\rm un}^2 - p_{\rm c}^2)}{2\mu m \ln R / r_{\rm c}}.$$
 (3.203)

Решив уравнение (3.202) при  $p = p_{nn}$ , найдем

$$r^2 = R^2 - 2\tau a_1 / p_{ua}. \tag{3.204}$$

Подставив решение (3.204) в выражение (3.201) и опустив промежуточные выкладки, получим

$$J = \frac{p_{n\pi}^2 - p^2}{2\ln(R/r_c)} e^x \left[ \text{Ei}(-\varkappa_{\kappa}) - \text{Ei}(-\varkappa_{c}) \right], \qquad (3.205)$$



Рис. 3.28. Расчетные индикаторные диаграммы гипотетической газоконденсатной скважины:  $1 - c = 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}, K_0 = 0, K = 10^3; 2 - c = 10^3 \text{ МПа}^{-1}, K_0 = 1, K = 10^3; 3 - c = 0, K = 0$ 

где

$$\varkappa_{c} = \frac{p_{n,r} r^{2} m \mu \ln (R/r_{c})}{T k (p_{n,r}^{2} - p^{2})}.$$
(3.206)

Простым подсчетом нетрудно установить, что при  $T \approx 10^3$  с и широком диапазоне реальных значений параметров  $\kappa_{\kappa} \gg 1$ ,  $\kappa_{c} \ll 1$ .

При малых значениях аргумента

$$-\mathrm{Ei}(-\varkappa_{c}) \approx \ln \frac{1}{1.78\varkappa_{c}}.$$
(3.207)

Подставив выражение (3.205) с учетом (3.207) в исходное уравнение (3.204) и проинтегрировав, получим следующее приближенное уравнение притока газоконденсатной смеси в неравновесном случае:

$$q_{0} = \frac{\Delta p^{2}}{\ln(R/r_{c})} \left\{ 1 - \frac{c}{4p_{\pi\pi}} \Delta p^{2} \left[ 1 + \frac{\ln 1,78\varkappa_{c}}{2\ln(R/r_{c})} \right] \right\}.$$
 (3.208)

Рассчитаем индикаторные диаграммы для гипотетических условий по уравнению (3.208).

Для расчета примем следующие значения параметров:  $\mu = 10^{-5}$  Па·с;  $R = 10^3$  м,  $p_{n.1} = 30$  МПа,  $m = 10^{-1}$ ,  $k = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $p_{n.1} - p_c = 10$  МПа,  $r_c = 10^{-1}$  м,  $c = 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>.

Результаты расчетов (рис. 3.28) свидетельствуют о том, что максимальное отклонение индикаторных диаграмм газоконденсатных скважин соответствует равновесной фильтрации газоконденсатной смеси. Неравномерность фазовых превращений может привести к существенным изменениям характера индикаторной линии.

# 3.13. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Насыщение пор выпавшим конденсатом в процессе разработки газоконденсатной залежи и его влияние на параметры пласта является существенным фактором для качественного прогнозирования дебита газоконденсатных скважин. При разработке месторождения на истощение и даже с поддержанием пластового давления происходит выпадение конденсата в призабойной зоне, если забойное давление ниже давления начала конденсации. Поэтому при любом режиме залежи выпадение конденсата в призабойной зоне будет одним из основных факторов, изменяющим в процессе разработки коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Степень влияния выпадения конденсата в пласте на его пористость и проницаемость, а также закономерности накопления и выноса конденсата могут быть надежно изучены только при соответствующем исключении влияния других факторов. К таким факторам относятся: проникновение бурового раствора в продуктивный пласт в процессе его вскрытия и последующее очищение призабойной зоны от раствора при эксплуатации скважины; деформация и разрушение призабойной зоны и др.

Процессы выпадения конденсата в пласте, его накопление и вынос требует изучения:

влияния выпавшего конденсата на параметры пласта и коэффициенты фильтрационного сопротивления;

количественной связи между насыщенностью, радиусом насыщения и коэффициентами сопротивления;

законов сопротивлений при двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси и конденсата.

В процессе изучения выпадения, накопления и выноса конденсата законы фильтрации и количество каждой фазы определяются, прежде всего, исходным составом газоконденсатной смеси и режимом эксплуатации скважины. Поэтому экспериментальные исследования по изучению выпадения конденсата в пласте и его влияния на коэффициенты фильтрационных сопротивлений, проведенные в промысловых условиях, являются уникальными. Из перечисленных выше трех основных задач по изучению влияния выпадения конденсата в пласте на параметры пласта и коэффициенты фильтрационного сопротивления, связи насыщенности с выпавшим конденсатом, радиуса насыщения и коэффициентов сопротивления и законов фильтрации газоконденсатной смеси и конденсата не установлена лишь количественная связь между насыщенностью пор конденсатом и коэффициентами фильтрационных сопротивлений. Такая связь с заданной жидкой фазой, а не выпавшим конденсатом, установлена методом радиоактивных гамма-индикаторов для изменения насыщенности модели пласта.

Ниже приводятся физические основы поставленной задачи, описание экспериментальной установки, методика проведения и обработки полученных результатов при изучении влияния выпавшего конденсата на коэффициенты фильтрационных сопротивлений.
## ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Многочисленными теоретическими и экспериментальными исследованиями установлено, что фильтрация газа в пористой среде подчиняется нелинейному закону. На основе математической статистики было установлено существование двучленного закона сопротивления при любых скоростях фильтрации газа в пористой среде. Первый член сопротивления связан с трением при движении флюида. Для преодоления силы трения необходим некоторый перепад давления, который возрастает пропорционально скорости потока и вязкости флюида. Второй член сопротивления связан с шероховатостью поровых каналов. При больших скоростях шероховатость каналов оказывает значительное влияние на фильтрацию. Таким образом, при малых скоростях фильтрации газа основным фактором, вызывающим потери давления, является сила трения, а при больших скоростях – инерционные силы.

Для плоскорадиальной стационарной фильтрации газа связь между градиентом давления и скоростью фильтрации имеет вид:

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{K}u + \frac{\rho}{l}u^2, \qquad (3.209)$$

где u — скорость фильтрации,  $\mu$  — коэффициент вязкости газа, K и l — коэффициенты проницаемости и макрошероховатости пористой среды,  $\rho$  — плотность среды.

Если в процессе эксплуатации газоконденсатной скважины выделение конденсата не происходит, что возможно, когда забойное давление выше давления начала конденсации, то формула (3.209) справедлива и для фильтрации однофазной газоконденсатной смеси. Как правило, давление начала конденсации в пласте равно начальному пластовому давлению. При этом незначительное снижение давления на забое вызывает выделение и накопление конденсата в призабойной зоне. С наступлением второй фазы распределения давления в зоне дренирования скважины выпадение конденсата происходит повсеместно. Выпавший конденсат изменяет насыщенность пор, и поэтому в условиях выделения конденсата формула (3.209) имеет вид

$$-\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{K(S)}u + \frac{\rho}{l(S)}u^{2},$$
 (3.210)

где K(S), l(S) — соответственно проницаемость и макрошероховатость пористой среды, зависящие от насыщения пор конденсатом.

Насыщенность порового пространства конденсатом связана с изменением давления и содержанием тяжелых компонентов углеводородов, выделяющихся в процессе разработки в пластовых условиях. Выпадение конденсата из газоконденсатной смеси приводит к изменению плотности, вязкости и коэффициента сверхсжимаемости газообразной смеси. Возможен и аналитический учет изменения реальных свойств газоконденсатной смеси.

Отсутствие обоснованного решения задачи о выпадении конденсата в пласте, его накоплении и дальнейшем частичном выносе из призабойной зоны и влияние этих процессов на параметры пласта явилось основой для экспериментального изучения данной задачи.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫПАДЕНИЯ КОНДЕНСАТА В ПЛАСТЕ НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Для изучения поставленной задачи были созданы цилиндрическая и параболическая модели пласта, показанные на рис. 3.29 и 3.30. Цилиндрическая модель пласта представляет собой стальную цилиндрическую трубу диаметром d = 0,062 м и длиной L = 1,5 м. Вдоль модели сделаны специальные отводы для измерения давления по длине модели. Расстояния от первого отвода 4 до следующих отводов 6, 7, 8 и 9 соответственно равны 0,325; 0,650; 0,975 и 1,300 м. Данная цилиндрическая модель пласта позволяет получить практически линейное распределение давления по длине модели для одномерной фильтрации газоконденсатной смеси. Такое распределение давления по длине модели пласта дает основание предположить, что насыщение модели выпадающим конденсатом происходит равномерно по всей длине модели пласта. С целью предотвращения нарушения одномерности фильтрации и выноса песка на выходе из модели пласта установлен фильтр. За фильтром между выходом из пласта и фильтром, имеется промежуточное пространство, которое устраняет изменение направления потока после фильтра и исключает возможность появления местных потерь давления. Общая схема подключения и термостатирования цилиндрической модели аналогична схеме подключения параболической модели.

Для получения радиального притока газоконденсатной смеси изготовлена параболическая модель пласта с соблюдением соответствующих критериев подобия. На аналогичной модели проводились исследования фильтрации газированной жидкости, одно и двухфазной смеси. При моделировании радиальной фильтрации учтены геометрические размеры пласта и скважины, физикохимические свойства пористой среды и фильтруемых флюидов, а также давление и температура пласта. Для использованной в опытах модели соотношение радиусов контура питания и скважины  $R_{\rm k}/R_{\rm c}$  равно 1000. В натурных условиях это соответствует  $R_{\rm k} = 100$  м и  $R_{\rm c} = 0,1$  м, а на используемой модели соответственно  $R_{\rm k} = 5$  м и  $R_{\rm c} = 0,005$  м. На контуре питания диаметр живого сечения d == 0,1 м. По длине модели пласта на разных расстояниях от контура питания расположены отводы для измерения давления. Эти отводы пронумерованы от входа до выхода модели пласта порядковыми номерами (табл. 3.13).

Внутренняя поверхность модели обработана достаточно грубо, что позво-



Рис. 3.29. Схема цилиндрической модели пласта: 1, 12 — крышки; 2, 11 — стальные фильтры; 3, 10 — войлочные фильтры; 4, 6, 7, 8, 9 — отводы от манометров; 5 — цилиндрический корпус



Рис. 3.30. Схема экспериментальной установки для изучения влияния выпавшего в пласте конденсата на коэффициенты фильтрационного сопротивления:

1 – модель пласта; 2 – термостатируемая ванна для пласта; 3 – циклонные сепараторы; 4 – термостатируемые ванны для сепараторов; 5 – эмеевики; 6 – емкости для конденсата; 7 – диафрагменный измеритель критического течения; 8-21 – манометры

ляет избежать проскальзывания газообразной смеси. Отводы для манометров и выход из пласта оборудованы специальным фильтром, предотвращающим вынос песка.

Установка для изучения влияния выпавшего конденсата на коэффициенты фильтрационного сопротивления состоит из (см. рис. 3.30) модели пласта 1, ванны для термостатирования модели пласта 2, циклонных сепараторов 3, ванн для термостатирования сепараторов 4, змеевиков 5, емкостей для конденсата 6, диафрагменного измерителя критического истечения 7, манометров 8-21 по длине модели пласта до и после сепараторов, термометров, паровой линии для подогрева термостатирующей воды, вентилей и медных трубок. Вся система рассчитана на рабочее давление p = 15 МПа и температуру до T = 100 °C. Созданная установка позволяет определить:

среднюю насыщенность порового пространства выпавшим конденсатом, что весьма ценно при работе с цилиндрической моделью пласта для установления количественной связи между насыщенностью и характером изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления;

изотермы конденсации и количество конденсата, поступающего в газообразном состоянии в модель пласта;

коэффициенты фильтрационного сопротивления сухого пласта с сухим отсепарированным газом. Эти коэффициенты используются в качестве исходных для сравнения их с аналогичными коэффициентами, получаемыми при различных насыщениях пласта выпавшим конденсатом;

изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений во времени в процессе накопления выделяющегося в пласте конденсата и после начала выноса его из модели пласта.

Для проведения подобных опытов в лабораторных условиях необходимо

Порометры	Номера отверстий										
Парамстры	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Расстояние от первого отво-	0	1,200	2,040	2,840	3,430	3,910	4,325	4,619	4,800		
да, м Диаметр параболоида у дан- ного отвода, м	0,1	0,085	0,075	0,065	0,055	0,045	0,033	0,021	0,010		

Таблица 3.13 Основные размеры параболической модели пласта

огромное количество однофазной газоконденсатной смеси. На изготовление этой смеси потребовались бы бомбы *PVT* с большими размерами и непрерывным действием. Поэтому опыты проводились в промысловых условиях на скв. 30 Шебелинского и на скв. 35 Каневского газоконденсатных месторождений. Модель пласта помещалась в ванну для термостатирования. Подача сухого газа или смеси в пласт осуществлялась регулировочными вентилями, также помещенными в ванне для сепаратора. Выделяющийся конденсат в сепараторах накапливался в емкостях под сепараторами. В ваннах для сепараторов и модели пласта поддерживалась заданная температура.

Для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления строились индикаторные кривые по замерам давлений и расходов газа на семи – восьми различных режимах работы. Коэффициенты фильтрационного сопротивления сухого пласта определялись следующим образом: газ со скважины поступал в последовательно соединенные циклонные сепараторы, работающие при минимально возможной температуре и давлении максимальной конденсации. После этого сухой газ подавался в модель пласта и неоднократно измерялись параметры, необходимые для построения индикаторных кривых. Обрабатывая эти кривые, определяли коэффициенты фильтрационного сопротивления сухого пласта.

Далее в модель пласта подавалась предварительно очищенная от капельной жидкости однофазная газоконденсатная смесь, которая содержала меньше конденсата, чем исходная пластовая смесь. Подача в модель пласта однофазной газоконденсатной смеси с меньшим содержанием конденсата не изменяет цели проведения опыта, а только увеличивает сроки заполнения объема пор конденсатом. Давление на входе в модель равняется устьевому давлению скважины. Температура модели поддерживается равной пластовой. Для подачи в модель смеси с пластовой температурой газ со скважины поступает в змеевик 5, находящийся в ванне с водой 4, температура которой равна пластовой. После змеевика газоконденсатная смесь поступает в сепаратор 3, из которого после отделения капельной жидкости однофазная в газообразном состоянии газоконденсатная смесь поступает в модель пласта. Так как на модели параболического пласта потери давления происходят в основном у выхода из нее, то выделение конденсата также происходит в основном у выходного конца. Далее выходящая из пласта смесь проходит через змеевик 5 и поступает в сепаратор 3, установленный за моделью пласта. После второго сепаратора газ подается в измеритель критического истечения 7. В процессе проведения опытов производится непрерывное наблюдение за показаниями манометров, постоянством входного давления, температуры сепарации и пласта, выносом конденсата. Производится точный отсчет времени работы модели пласта на режиме и в процессе снятия индикаторных кривых, по которым определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления. Опытами установлено, что показания приборов через некоторое время практически не меняются. По достижении этого момента можно считать, что данный цикл эксперимента завершен и дальнейшая подача смеси в модель пласта не приведет к существенным изменениям.

### ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Опыты по изучению влияния выпавшего в пласте конденсата на коэффициенты фильтрационного сопротивления проводились на цилиндрической и параболической моделях пласта. На цилиндрической модели изучено изменение этих коэффициентов для пористой среды, образованной из чистого кварцевого песка с диаметром  $d \le 0.25 \cdot 10^{-3}$  м.

На параболической модели изучено изменение коэффициентов a и b для пористой среды, составленной из чистого кварцевого песка ( $d \le 0.2 \cdot 10^{-3}$  м,  $d \le 0.25 \cdot 10^{-3}$  м) и из смешанного речного песка ( $0.25 \cdot 10^{-3}$  м  $\le d \le 0.4 \cdot 10^{-3}$  м).

Из-за различной плотности набивки модели параметры пласта для одной и той же фракции оказались разными. Характер индикаторных кривых, полученных при фильтрации сухого газа, на сухой параболической и цилиндрической моделях пласта указывал на наличие двучленного закона сопротивления. Такой же характер индикаторных кривых наблюдался и в течение всего периода насыщения пористой среды выпавшим конденсатом, и после начала его выноса из моделей пластов. Поэтому результаты опытов обработаны по двучленной формуле

$$p_i^2 - p_j^2 = aQ + bQ^2, ag{3.211}$$

где  $p_i$ ,  $p_j$  — давления в сечениях с порядковыми номерами *i* и *j*; *a*, *b* — коэффициенты фильтрационных сопротивлений; Q — расход газа.

Индикаторные кривые, снятые при работе с сухим газом на сухой параболической модели пласта и на цилиндрической модели показаны соответственно на рис. 3.31, *a*, *b*. Обрабатывая каждую из кривых в координатах  $\Delta p_2/Q - Q$ , определяли коэффициенты фильтрационного сопротивления сухих пластов, обозначенных на рис. 3.32 через  $a_0$  и  $b_0$ . Затем индикаторные кривые периодически снимали и при работе с газоконденсатной смесью. Эти кривые также обрабатывали по двучленной формуле. Характер изменения коэффициентов *a* и *b* во времени для пористых сред, составленных различными фракциями, показан на рис. 3.32 – рис. 3.33. Аналогичные зависимости получены для пористых сред из речного песка. Отсутствие возможности достаточно точного определе-



Рис. 3.31. Индикаторные линии, снятые при фильтрации отсепарированного газа на сухой параболической модели пласта: a – параболической, b – цилиндрической с диаметром частиц  $d \le 2,5$  мм; 1, 2 – кварцевый песок с диаметром частиц  $d \le 0,2$  мм; 3, 4 – речной песок с диаметром частиц  $d \le 0,25$  мм и  $0,25 \le 4 \le 0.40$  мм



Рис. 3.32. Изменение во времени коэффициентов фильтрационного сопротивления параболической модели пласта, заполненной кварцевым песком с диаметром частиц  $d \leq 0,25$  мм, в процессе накопления и выноса конденсата

ния насыщенности пор выпавшим конденсатом в процессе опытов явилось основной причиной построения зависимостей изменения *a* и *b* от времени. Из приведенных рисунков видно, что:

независимо от фракции песка, плотности набивки моделей пластов, конструкции моделей и содержания конденсата в газе характер изменения коэффициентов *a* и *b* остается одинаковым для различной степени насыщения пор выпавшим конденсатом;

с увеличением насыщенности сухих пор конденсатом коэффициент *a* вначале уменьшается, что равносильно увеличению фазовой проницаемости, затем растет до некоторого максимума и после этого снижается примерно до первоначального значения. Максимальное значение коэффициента *a* соответствует началу выноса конденсата, т.е. началу двухфазного движения. После начала выноса конденсата из модели пласта коэффициент *a* уменьшается. Характер уменьшения коэффициента *a* после начала двухфазного движения зависит от литологического состава песка и его чистоты. Зависимость коэффициента *a* от времени, полученная на цилиндрической модели пласта, показывает, что характер его изменения не зависит от формы притока;

с увеличением насыщенности сухих пор конденсатом коэффициент b сначала растет, а затем постепенно переходит к постоянному значению. Переход коэффициента b от непрерывного роста к постоянному значению соответствует началу двухфазного движения. Характер изменения коэффициента b для всех фракций песка остается одинаковым и не зависит от формы притока, т.е. аналогичен как для радиальной фильтрации, так и для одномерной фильтрации газоконденсатной смеси;

своеобразное изменение коэффициента *a* (вначале уменьшение, затем увеличение с последующим снижением до первоначального значения) можно объяснить смазкой поровых каналов выпавшим конденсатом и снижением шероховатости пористой среды. При этом происходит снижение трения между стенками поровых каналов и потоком газоконденсатной смеси. Эффект смазки наблюдается в трубах при движении в них газа. Дальнейшее увеличение насыщения пор конденсатом сужает поровые каналы и вызывает дополнительное сопротивление, поэтому коэффициент *a* увеличивается до начала интенсивного выноса конденсата;



Рис. 3.33. Изменение во времени коэффициентов фильтрационных сопротивлений параболической модели пласта в процессе накопления и выноса конденсата. Модель заполнена кварцевым песком с диаметром частиц: *a* − *d* ≤ 0,2 мм, *б* − *d* ≤ 0,25 мм;

 $\tilde{Q} = Q/Q_0$  – дебит газа

суммарный коэффициент сопротивления при насыщении пор на 20—30 % приводит к снижению забойного давления и расхода газа при постоянном давлении на контуре питания пласта. Анализируя изменение коэффициентов *a* и *b* при фильтрации газоконденсатной смеси можно установить, что снижение забойного давления и дебита газа связано в основном с ростом коэффициента *b*.

Аналогичные результаты позднее были получены другими исследователями. Согласно результатам их исследования в процессе разработки газоконденсатных месторождений на истощение часть выпавшего конденсата остается неподвижной в призабойной зоне пласта и снижает продуктивность скважины. Эти исследования по идентичности с натурными условиями уступают приведенным выше опытам. Результаты их исследования влияния выпавшего конденсата на фильтрационное сопротивление пористой среды и возможность снижения его путем инфильтрации инертного газа — азота приведены ниже. Эксперименты проводились на линейной насыпной из кварцевого песка модели пласта проницаемостью по азоту 0,173 мкм<sup>2</sup> и пористостью 0,28. Газоконденсатная система моделировалась бинарной смесью «гексан + природный газ» с газоконденсатным фактором 5000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Состав природного газа (в %) следующий:  $C_1 - 95,57$ ;  $C_2 - 2,75$ ;  $C_3 - 0,35$ ;  $C_{5+} - 0,58$ . Основные параметры данной газоконденсатной системы определялись по изотерме конденсации (рис. 3.34), полученной в процессе контактной конденсации.

Изотерма конденсации имеет большую крутизну вблизи точки  $p_{\rm нк}$  = = 18,1 МПа, и незначительное снижение давления приводит к значительному изменению влажности системы, т.е. выпадению конденсата.

В модель пласта, насыщенную природным газом, при давлении выше  $p_{\text{нк}}$  закачивали газоконденсатную смесь до стабилизации газоконденсатного фактора на выходе из модели, что свидетельствует об идентичности систем в бомбе pVT и в модели пласта. Далее определялось фильтрационное сопротивление пористой среды при фильтрации газоконденсатной смеси, при этом давление на выходе модели  $p_2$  превышало  $p_{\text{нк}}$ . Фильтрационное сопротивление определяется из зависимости  $\Delta p^2/Q$  от Q (рис. 3.35, прямая 1).

Выпадение конденсата в пористой среде достигалось снижением давления на выходе модели  $p_2$  ниже  $p_{\rm HK}$  на 0,15 МПа, при этом общий перепад ( $p_1-p_2$ ) составлял 0,3 МПа. Сохраняя эти условия, через модель прокачивали газоконденсатную смесь в объеме, в 10 раз превышающем объем пор  $V_{\rm H}$ .

О выпадении конденсата судили по увеличению газоконденсатного фактора на выходе из модели до 5800  $M^3/M^3$ . Ориентировочный расчет показал, что при данных условиях фильтрации в пористой среде осталось 17 с $M^3$  конденсата, что обеспечило интегральную насыщенность конденсатом в зоне выпадения примерно равную 0,18.

Далее восстанавливали первоначальные условия фильтрации, т.е.  $p_2 > p_{\text{вк}}$ ,



Рис. 3.34. Зависимость отношения объема газа  $V_c$  к объему газоконденсатной смеси  $V_{cm}$  от давления



Рис. 3.35. Зависимости  $\Delta p^2/Q$  от Q, полученные при различных значениях насыщенности пористой среды выпавшим конденсатом

и определяли фильтрационное сопротивление пористой среды (рис. 3.35, кривая 2). Как видно, фильтрационное сопротивление возрастает, что свидетельствует об изменении фазовой проницаемости.

Следующей стадией эксперимента была инфильтрация азота в объеме 0,5  $V_{\rm n}$ . Влияние инфильтрации на фильтрационное сопротивление оценивали по результатам фильтрации газоконденсатной смеси при идентичных условиях (рис. 3.35, кривая 3). Как видно, фильтрационное сопротивление пористой среды уменьшается, но не восстанавливается полностью, т.е. кривая 3 лежит между кривыми 1 и 2. Выпавший конденсат при идентичности условий снижает расход на 10,3 %, а последующая инфильтрация азота восстанавливает его на 6,8 %. Одной из причин влияния инфильтрации азота на фильтрационное сопротивление пористой среды может быть «размазывание» зоны выпавшего конденсата по длине модели.

При работе с сухим газом на сухой параболической модели пласта с постоянным контурным давлением распределение давления оставалось постоянным. После начала работы с газоконденсатной смесью по мере накопления выделяющегося конденсата, несмотря на постоянство контурного давления, забойное давление (давление на выходе из моделей) постепенно снижалось. Снижение забойного давления продолжалось до тех пор, пока коэффициенты фильтрационного сопротивления не достигли практически постоянного значения. Максимальный перепад давления на параболической модели пласта для всех использованных фракций при работе с сухим газом на сухом пласте составлял  $\Delta p$  = 3,58 МПа. При работе с газоконденсатной смесью возникал дополнительный перепад давления, который при наихудших коллекторских свойствах пласта составлял  $\Delta p_{non} = 0.79$  МПа. Общий перепад давления на цилиндрической модели при работе с сухим газом на сухом пласте составлял  $\Delta p = 0.47 \text{ M}\Pi a$ , а при работе с газоконденсатной смесью  $\Delta p = 0,73$  МПа, т.е. дополнительные потери давления, вызванные выпадением конденсата, равны  $\Delta p_{non} = 0,26$  МПа. Распределение давления по длине параболической и цилиндрической моделей пластов при работе с сухим газом на сухом пласте и при работе с газоконденсатной смесью после начала двухфазного движения приведено в табл. 3.14 и показано на рис. 3.36, а, б. Кривые снижения давления по длине модели пласта

### Таблица 3.14

Распре,	целен	ше Д	цавле	ния	по	длине	па	раболі	ической	и	цилиндрической	моделей
пластов	при	раб	оте с	сухі	łM	газом	на	сухом	пласте	И	газоконденсатной	смесью
				1	BH	ачале	вы	носа к	онденса	aTa	a	

	J	Параболиче	Цилиндрическая модель пла- ста							
Расстояние	$d \leq 0$	,20·10 <sup>-3</sup> м	$d \leq 0$	,25·10 <sup>-3</sup> м	(0,25 ≤ ×	≤ <i>d</i> ≤ 0,4)× 10 <sup>-3</sup> м	$d \le 0,25 \ 10^{-3}$ м			
от выхода из модели	<i>p</i> ,	МПа	<i>p</i> ,	МПа	<i>p</i> ,	МПа	Расстояние	<i>р</i> , МПа		
до точек замеров, м	Сухой газ	Газокон- денсатная смесь	Сухой газ	Газокон- денсатная смесь	Сухой газ	Газокон- денсатная смесь	от выхода из модели до точек замеров, м	Сухой газ	Газокон- денсатная смесь	
2,755 1,960 1,370 0,890 0,475 0,185 0,000	8,93 8,87 8,80 8,68 8,58 8,09 7,25	8,93 8,87 8,79 8,64 8,37 7,78 6,55	8,93 8,85 8,74 8,47 7,92 6,83 5,35	8,93 8,84 8,73 8,42 7,89 6,52 4,56	8,93 8,91 8,89 8,84 8,78 8,63 8,63 8,38	8,93 8,90 8,86 8,82 8,72 8,52 7,96	1,300 0,975 0,650 0,325 0,000	8,00 7,89 7,77 7,64 7,50 –	8,00 7,84 7,65 7,46 7,27	



Рис. 3.36. Изменение давления по длине модели пласта: *а* – параболической, *б* – цилиндрической: 1 – при фильтрации – отсепарированного газа на сухом пласте; 2 – при фильтрации газоконденсатной смеси после начала двухфазного движения

от начала подачи смеси в пласт до начала выноса конденсата находятся между кривыми, построенными для случая фильтрации сухого газа в сухой модели пласта, и кривыми, построенными после начала двухфазного движения.

Выпадение конденсата в пласте приводит и к снижению расхода газа, про-



Рис. 3.37. Изменение дебита газа и выхода конденсата из параболической модели пласта во времени:



должающегося до начала двухфазного движения. После достижения установившегося движения газа и выноса конденсата дебит газа стабилизируется. При работе с фракцией песка  $d \le 0.25 \cdot 10^{-3}$  м на параболической модели пласта (рис. 3.37) характер изменения дебита газа в условиях работы с газоконденсатной смесью показан кривой 2, а дебит конденсата – кривой 3.

### О ПЕРЕХОДЕ ОТ ОПЫТОВ НА МОДЕЛИ К НАТУРНЫМ УСЛОВИЯМ

Указать точные условия перехода от результатов, полученных в опытах, к натурным условиям представляется затруднительным, так как нет достаточно простых уравнений, описывающих фильтрацию газа с фазовыми переходами. Кроме того, опыты показывают, что заранее заданные фазовые проницаемости газа и жидкости, аналогично кривым Викова – Ботсета, были бы неверными для фазовых проницаемостей, полученных по результатам опытов. Приближенные условия перехода можно получить, рассматривая уравнения нестационарной фильтрации газа в пористой среде. Эти уравнения легко могут быть преобразованы к универсальным безразмерным переменным. Если относить все размеры к радиусу контура питания, а все давления к начальному давлению, то время, измеряемое на модели пласта, должно относиться ко времени, измеряемому в соответствующих натурных условиях, по формуле

$$\frac{t_{\rm m}}{t_{\rm H}} = \frac{\left[\frac{m\mu R_{\rm k}^2}{Kp_0}\right]_{\rm M}}{\left[\frac{m\mu R_{\rm k}^2}{Kp_0}\right]_{\rm H}},\tag{3.212}$$

а расходы газа

$$\frac{Q_{\rm M}}{Q_{\rm H}} = \frac{\left[\frac{Khp_0^2}{\mu RT}\right]_{\rm M}}{\left[\frac{Khp_0^2}{\mu RT}\right]_{\rm H}},\tag{3.213}$$

где R — газовая постоянная;  $p_0$  — начальное давление. Индексы «м» и «н» относятся соответственно к модели и натуре.

При одномерной фильтрации газоконденсатной смеси переход от опытов на натурные условия производится по формулам

$$\frac{t_{\rm M}}{t_{\rm H}} = \left[ \frac{\frac{m\mu L^2}{Kp_0}}{\frac{m\mu L^2}{Kp_0}} \right], \qquad (3.214)$$

$$\frac{Q_{\rm M}}{Q_{\rm H}} = \left[ \frac{\frac{KYp_0^2}{\mu LRT}}{\frac{KYp_0^2}{\mu LRT}} \right], \qquad (3.215)$$

где У – расстояние между сечениями (отводы манометров) (см. рис. 3.30).

335

#### Таблица 3.15

Фракции		5	Bpe	мя t	Расход газа Q		
песка, 10 <sup>-3</sup> м	а	<i>b</i> ·10 <sup>-3</sup>	час (модель)	сут (натура)	(модель), м <sup>3</sup> /сут	тыс. м <sup>3</sup> /сут (натура)	
<i>d</i> ≤ 0,2	0,107	285	0	0	683	777	
	0,071	299	2,3	399	666	757	
	0,113	360	5,2	573	645	733	
	0,133	400	6,6	618	651	740	
	0,126	490	7,5	730	626	712	
	0,1009	490	10,2	1028	633	720	
	0,114	490	14,0	1530	634	721	
<i>d</i> ≤ 0,25	0,207	390	0	0	790	1800	
	0,197	400	0,6	38	790	1800	
	0,183	430	3,2	218	782	1781	
	0,178	520	7,0	482	773	1761	
	0,197	550	13,0	819	754	1718	
	0,207	570	20,6	1196	770	1754	
	0,224	740	22,0	1220	700	1595	
	0,198	800	24,0	1505	700	1595	
	0,205	800	29,5	1785	695	1583	

# Результаты расчетов перехода от модельных условий к натурным при радиальной фильтрации газоконденсатной смеси

По формулам (3.212) и (3.214) рассчитаны время, за которое происходит изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений *a* и *b* в результате выпадения в пласте конденсата, и дебит реальной газоконденсатной скважины. Результаты расчетов для опытов с чистым кварцевым песком приведены в табл. 3.15.

Как видно из приведенной оценки, процесс накопления и вынос выпавшего конденсата при определенных условиях, зависящих от характеристики пористой среды и содержания конденсата в газе, может длиться несколько лет. При одинаковом характере изменения коэффициентов проницаемостей натурного и модельного пластов производительность газоконденсатной скважины может снижаться до 18 % от начального.

# 3.14. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ, ВЫПАДАЮЩЕГО В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ, НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Количество выделяющегося в пласте конденсата изменяется от забоя к контуру питания пласта. Наиболее интенсивно конденсат выделяется в призабойной зоне, где происходит значительное снижение давления. В пределах призабойной зоны практически с момента пуска скважины в эксплуатацию происходит накопление и вынос выпадающего конденсата. Величина насыщения порового пространства конденсатом связана со временем разработки и содержанием тяжелых компонентов углеводородов в составе пластового газа. Поэтому при известной функциональной связи между насыщенностью и временем разработки в формуле (3.210) проницаемость и макрошероховатость становятся переменными во времени величинами. В процессе разработки конденсация тяжелых компонентов углеводородов и насыщение призабойной зоны происходят при определенном режиме эксплуатации скважины и сравнительно постоянном пластовом давлении. После достижения некоторой величины насышения призабойной зоны для заданного дебита начинается практически установившийся режим выпадения и выноса конденсата. Начало периода относительно стабильного режима выпадения и выноса конденсата зависит в основном от его содержания в пластовом газе. Теоретическое исследование данной задачи сопряжено с определенными трудностями, вызванными фазовыми переходами и неравномерностью насыщения пласта от забоя до контура питания пласта. Кроме того, имеющиеся теоретические исследования основаны на существовании закона Дарси и неприемлемы для практических расчетов. Поэтому влияние содержания конденсата в газе и радиуса насыщения, в пределах которого происходит вынос конденсата, на коэффициенты фильтрационного сопротивления изучается на параболической модели пласта, моделирующей радиальное двухфазное движение газоконденсатной смеси. На рис. 3.38 приведена схема экспериментальной установки. Опыты на данной установке проводились в следующем порядке: в параболическую модель пласта 2 через редуктор 1 подавали воздух, который после выхода из модели через сепаратор 10 поступал в расходомер 11. Конденсат, находящийся в емкостях 12 и 13 подавали в пласт через регулятор 14 в отводы 7 или 8, предназначенные для подачи конденсата и измерения давления. По длине модели пласта давление измеряли манометрами 3-9. Часть конденсата, выходящего из модели пласта, испарялась в потоке воздуха. Количество испарившегося конденсата было установлено специальными опытами и составляло 8÷10 % от объема, поступившего в пласт. Содержание конденсата в газе определяли следующим образом: на входе в пласт редуктором (регулятором давления) 1 устанавливали заданное давление  $p_{\rm x}$  на манометре 3. По расходу газа расчетным путем определяли количество конденсата, необходимого для получения определенного его содержания в газе. Этот расход конденсата устанавливался вентилем тонкой регулировки 14. После получения стабильного режима фильтрации двухфазного потока в пласте проводился контроль расхода газа и конденсата, выделившегося в сепараторе и испарившегося в потоке газа. При несовпадении полученного и расчетного содержания конденсата проводилась корректировка расхода конденсата.

Проведены две серии опытов. В первой серии конденсат подавали в отвод 8, что соответствует установившемуся режиму выпадения и выноса конденсата в радиусе R = 4 м от ствола скважины в натурных условиях. Во второй серии опытов конденсат подавали в отвод 7, что соответствует установившемуся режиму выпадения и выноса конденсата в радиусе R = 11,5 м. В каждой серии опытов содержание конденсата в газе изменялось в интервале  $S = (0, 100, 200, 300, ... 800) \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При каждом содержании конденсата снимали индикаторную кривую, которую обрабатывали по двучленной формуле (3.211). Все индикаторные кривые, полученные при различных содержаниях конденсата та идентичны с кривой, построенной при  $S = 200 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и показанной на рис. 3.39. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений определялись из зависимостей  $\Delta p^2/Q$  от Q. Определенные аналогичным образом коэффициенты фильтрационных сопротивлений конденсата в газе показаны на рис. 3.40, *a*, *b*. Кривые 1 и 2 характеризуют изменение коэффициентов *a* и *b* в первой серии опытов, а кривые 3 и 4 – во второй серии опытов. Как видно из характера кривых 1 и 3, коэффициент *a* практически не





зависит от содержания конденсата в газе. Коэффициент b как в первой, так и во второй серии увеличивается. Причем темп роста коэффициента b зависит от радиуса насыщения призабойной зоны конденсатом. Чем больше радиус насыщения конденсатом, тем выше темп увеличения коэффициента b.

На рис. 3.41 показано изменение давления на выходе из модели пласта в зависимости от содержания конденсата в газе при различных радиусах насыщения. Как видно из кривых 1 и 2 рис. 3.40, чем больше радиус насыщения и двухфазной фильтрации, тем сильнее снижение давления на выходе из пласта. Изменение расхода газа в зависимости от содержания конденсата при разных радиусах насыщения призабойной зоны конденсатом показано на рис. 3.42. Чем больше радиус зоны двухфазного движения и содержание конденсата, тем

Рис. 3.40. Изменение коэффициентов фильтрационных со-противлений a (1, 3) и b (2, 4) в зависимости от содержания зоны двухфазной фильтраци: *a* - *R* = 4 м, *б* - *R* = 11,5 м



Рис. 3.41. Изменение давления на выходе из модели пласта в зависимости от содержания конденсата в газе при различных радиусах зоны двухфазной фильтрации: 1 – при R = 4 м; 2 – при R = = 11,5 м



Рис. 3.42. Изменение дебита газа на выходе из модели пласта в зависимости от содержания конденсата в газе при различных радиусах зоны двухфазной фильтрации: 1 - R = 4 м; 2 - R = 11.5 м

больше снижение расхода газа. Уменьшение расхода газа и снижение давления на выходе из пласта при постоянном давлении на входе в модель пласта показывает, что с увеличением содержания конденсата и радиуса зоны насыщения и двухфазной фильтрации суммарное сопротивление увеличивается, что приводит к уменьшению расхода газа в первой и второй серии опытов соответственно на 23 и 30 %.

### ВЛИЯНИЕ ВЫПАВШЕГО В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ КОНДЕНСАТА НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ПЛАСТАХ С РАЗЛИЧНЫМИ ПРОНИЦАЕМОСТЯМИ

Исследовали влияние содержания конденсата в газе и радиуса насыщения конденсатом на коэффициенты фильтрационных сопротивлений на параболической модели пласта для одной пористой среды с определенной фильтрационной характеристикой. При проведении экспериментов на скважинах Шебелинского и Каневского газоконденсатных месторождений ограничивались содержанием конденсата в газе, равным соответственно 14.10<sup>-6</sup> и 40.10<sup>-6</sup> м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При этом проницаемости пластов были достаточно близки. Поэтому эти опыты не позволили установить связь между содержанием конденсата в газе, радиусом насыщения и двухфазного движения газоконденсатной смеси и неоднородности пористой среды с коэффициентами фильтрационных сопротивлений. Практический интерес представляет изучение этого вопроса для многопластовых залежей, где выпавший конденсат и радиус насыщения могут по отдельным пропласткам по-разному влиять на снижение забойного давления и дебита скважин, а также для установления характера изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений для встречаемых на практике пределов изменения проницаемости пород. Чтобы объективно изучить этот вопрос, необходимо создать физическую модель, обеспечивающую изменение насыщения пор конденсатом от скважины к контуру питания пласта. В такой постановке выполнена работа на Шебелинском и Каневском газоконденсатных месторождениях на моделях пластов с высокими проницаемостями.

Ниже рассмотрено влияние выпавшего в призабойной зоне конденсата на

коэффициенты фильтрационных сопротивлений при двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси для различного содержания конденсата в газе и радиусов зон, в пределах которых происходит двухфазное движение в пластах с проницаемостью, изменяющейся от 0,017 до 1,360 мкм<sup>2</sup>. Эксперименты проводились на установке, показанной на рис. 3.41. В данных экспериментах допускалось, что процесс выделения и накопления конденсата, необходимого для начала двухфазной фильтрации, начался еще до экспериментов, путем насыщения сухого пласта сначала остаточной водой, а затем остаточным конденсатом. Проведение таких опытов на примере одного газоконденсатного месторождений нецелесообразно, так как в настоящее время отсутствуют такие газоконденсатные месторождения, где содержание конденсата изменялось бы от 0 до  $800 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Различные фильтрационные характеристики пластов были получены путем набивки модели кварцевым песком, состоящим из смеси двух фракций:  $0,20\cdot10^{-3} \le d \le 0,50\cdot10^{-3}$  м и  $d \le 0,05\cdot10^{-3}$  м. Всего проведено пять серий опытов на моделях пласта с различной проницаемостью. Результаты этих опытов приведены в табл. 3.16.

В первых двух сериях опытов использованы только крупнозернистые фракции песка, и поэтому коэффициенты фильтрационных сопротивлений *a* и *b* и проницаемости близки. В 3—5 сериях низкая проницаемость получена путем смешивания крупнозернистой фракции песка с мелкозернистой: 20, 25 и 30 % соответственно. Перед началом основных опытов пористая среда насыщалась водой, а затем продувалась воздухом до получения в пласте остаточной водонасыщенности. Количество остаточной воды определяли путем взвешивания сухого и насыщенного остаточной водой пластов. Для каждой серии опытов содержание конденсата в газе изменялось ( $S = 0, 100, 200, ... 800 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{m}^3$ ), а радиусы насыщения конденсатом, в пределах которых происходила двухфазная фильтрация газоконденсатной смеси, выбраны равными R = 4 и 11,5 м (при пересчете из условий модели в натурные).

Результаты опытов показали, что для каждой серии, независимо от проницаемости пласта, характер изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений такой же, как на рис. 3.43, *a*, *б*. Коэффициент *a* практически не зависит от содержания конденсата в газе в пределах его изменения  $S = 0 \div 800 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$  и меняется только в зависимости от радиуса зоны двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси. Коэффициент *b* зависит как от содержания конденсата в газе, так и от радиуса зоны двухфазной фильтрации смеси.

Зависимости коэффициентов а и b от содержания конденсата в газе для

Таблица 3.16 Результаты обработки индикаторных кривых, снятых для различных проницаемостей при двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси

Прони-			<i>R</i> = 4 м					R = 11,5	4					
цае- мость пласта, мкм <sup>2</sup>	а	lg $a_0$	$b_0 \cdot 10^{-4}$	φ·10 <sup>-5</sup>	lg φ	а	lg ao	<i>b</i> <sub>0</sub> ·10 <sup>-4</sup>	φ·10 <sup>-5</sup>	lg φ				
1,360 1,200 0,100 0,050 0,017	0,028 0,0425 0,300 1,350 15,000	-1,55 -1,37 -0,52 0,13 1,18	0,74 0,54 6,00 30,00 100,00	0,0188 0,0156 0,292 5,330 144,000	-6,73 -6,81 -5,53 -4,27 -2,84	0,027 0,030 0,300 2,900 22,500	-1,57 -1,52 -0,52 0,40 1,35	0,75 0,30 3,80 20,00 200,00	0,0336 0,0395 0,480 18,000 130,000	-6,47 -6,40 -5,32 -3,74 -2,89				



Рис. 3.43. Изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений пластов с проницаений пластов с проницаемостями 1,200; 1,360; 0,100; 0,050 н 0,017 мкм<sup>2</sup> в зависимости от содержания конденсата в газе при радиусе зоны двухфазной фильтрации:

рани рани с во потрации: a - R = 4 м, 6 - R == 11.5 м;  $1-5 - \lg a$ ;  $6-10 - \lg b$  пластов с различными фильтрационными характеристиками и радиусов зоны двухфазной фильтрации R = 4 и 11,5 м показаны на рис. 3.43, *a*, *б*. Поскольку *a* практически постоянен, в табл. 3.16 приведены его значения, соответствующие нулевому содержанию конденсата S = 0. Коэффициент *b* в полулогарифмических координатах практически линейно увеличивается с увеличением содержания конденсата в пласте. В табл. 3.16 приведены значения коэффициента  $b_0$ , соответствующие нулевому содержанию конденсата в газе S = 0 и углы наклона прямых, показанных на рис. 3.43, *a*, *b*, а также зависимости коэффициента  $b_0$  от *S*. Так как коэффициент *a* практически не зависит от содержания конденсата в газе *S* (см. рис. 3.43), угол наклона  $\varphi$  зависит практически только от коэффициента  $a_0$ . Эта зависимость аналитически может быть выражена формулой:

$$\varphi = a_0^{\alpha} \cdot 10^{-\beta} \text{ или } \lg \varphi = \alpha \lg \alpha_0 - \beta, \qquad (3.216)$$

где  $\alpha$  — угол наклона прямой, построенной в координатах  $\lg \varphi = f(\lg a_0); \beta$  — отрезок, отсекаемый на оси ординат в указанных координатах.

Для проведенных экспериментов коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  определены из графиков, показанных на рис. 3.44. Для радиуса R = 4 м (линия 1)  $\alpha = 1,55$ ;  $\beta = -4,63$ , а для R = 11,5 м (линия 2)  $\alpha = 1,25$  м и  $\beta = -4,58$ .

Зная коэффициенты  $a_0$  и  $b_0$  для пластов с различной фильтрационной характеристикой и угол наклона  $\varphi$  на графике зависимости коэффициента b от S, для любого радиуса двухфазной фильтрации можно написать формулу притока газоконденсатной смеси в виде

$$p_{n\pi}^2 - p_3^2 = a_0 Q + (b + \varphi S) Q^2. \qquad (3.217)$$

С учетом формулы (3.216) получим:

$$p_{\pi\pi}^2 - p_3^2 = a_0 Q + b_0 Q^2 + a_0^{\alpha} S \cdot 10^{-\beta} Q^2. \qquad (3.218)$$

Из формулы (3.218) при содержании конденсата в газе S = 0 получим двучленную формулу притока газа в скважину. Полученная формула позволяет



Рис. 3.44. Зависимости параметра  $\lg \phi$  от  $\lg a$ : 1 - R = 4 м; 2 - R = 11,5 м

учесть наличие конденсата в газе при известном радиусе зоны двухфазной фильтрации. Определение радиуса зоны двухфазной фильтрации газа при известном содержании конденсата в газе не представляет трудности.

Таким образом, наличие конденсата в газе требует внесения дополнительного члена в двучленную формулу притока газа к скважине. Если дополнительный член обозначить через *c*, то

$$c = a_0^{\alpha} S \cdot 10^{-\beta} \tag{3.219}$$

и двучленная формула для фильтрации газоконденсатной смеси будет иметь вид:

$$p_{nn}^2 - p_3^2 = a_0 Q + (b+c) Q^2. \qquad (3.220)$$

Полученная зависимость коэффициента  $a_0$  от  $\varphi$  показывает, что коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  незначительно изменяются с увеличением радиуса зоны двухфазной фильтрации.

# 3.15. ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Практически во всех работах, посвященных фильтрации жидкости и газа в пористой среде, отмечалось, что при движении флюидов в пористой среде при определенных условиях происходит нарушение линейного закона между градиентом давления и скоростью фильтрации, установленного Дарси. Значительно раньше Дарси И. Ньютон утверждал, что существуют три типа движения твердого тела в жидкой среде:

1) при сопротивлении, пропорциональном первой степени скорости;

2) при сопротивлении, пропорциональном второй степени скорости;

3) при сопротивлении, пропорциональном частично первой степени скорости и частично второй.

Это утверждение было перенесено М.А. Великановым на фильтрацию жидкости в пористой среде.

Экспериментально нарушение линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации было подтверждено в работе [63, 94, 103 и др.]. Выводы, полученные разными авторами, были однозначны в том, что при фильтрации жидкости и газа в пористой среде в определенных условиях происходит нарушение линейного закона фильтрации. При этом предлагались новые зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации для одно-, двух- и трехмерного движений. Анализ работ, посвященных нарушению линейного закона при фильтрации жидкостей и газа в пористой среде достаточно детально проведен в работах [12, 47 и др.].

В работе [54] зависимость градиента давления от скорости фильтрации была предложена в виде степенной формулы:

$$\frac{\Delta p}{\Delta x} = \alpha_1 + u^n, \qquad (3.221)$$

где α<sub>1</sub> — постоянный коэффициент, связанный со свойствами пористой среды и флюида, *n* — показатель степени скорости фильтрации.

Были предложены зависимости между градиентом и скоростью фильтрации в виде кубического полинома (3.5). Однако в работе [6] было отмечено, что зависимость градиента давления от скорости фильтрации более достоверно выражается зависимостью типа (3.4).

Проведенные эксперименты, результаты которых приведены в работах (63, 94, 103), позволили авторам этих работ установить предел применимости линейного закона для задач фильтрации жидкости и газа в пористой среде. Так как для проведения экспериментов были использованы образцы пород, существенно различающихся по емкостным и фильтрационным свойствам, граница нарушения закона Дарси, выраженная через числа Рейнольдса, была получена на весьма широком диапазоне изменения Re. Величина числа Рейнольдса, при которой происходило нарушение линейного закона фильтрации для различных образцов, колебалась по М.Д. Миллионщикову в пределах от 0,02 до 0,29; В.Н. Щелкачеву в пределах от 1,0 до 12,0 и Г.Ф. Требину в пределах от 0,2 до 0,3. Большинство авторов, исследовавших задачи, связанные с нарушением линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации, считают, что критическое число Рейнольдса, при котором начинается нарушение линейного закона, условно может быть принято равным Re ≈ 0,3. При этом скорость фильтрации будет определяться следующей формулой:

$$u_{\rm kp} = \frac{0.053\mu m^{1.5}}{\rho k^{0.5}}.$$
 (3.222)

Используя критическое значение скорости фильтрации, авторы работы [36, *a*] предложили уравнение фильтрации газа в пористой среде в виде

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k}u + \frac{\rho}{l}u^2 - \frac{\rho}{l}uu_{\kappa p}, \qquad (3.223)$$

где *l* – коэффициент макрошероховатости.

Приведенный вид уравнения фильтрации допускает, что при скорости  $u \leq u_{\rm kp}$  существует только линейная связь между градиентом давления и скоростью фильтрации.

Е.М. Минский, предложивший методику определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений с использованием формулы типа (3.4), отмечал, что в пористой среде из-за ее микронеоднородности, обусловленной различными размерами и формой поровых каналов, по которым движется газ, слагаемые в уравнении притока

$$\Delta p^2 = aQ + bQ^2, \qquad (3.224)$$

где *а* и *b* — коэффициенты фильтрационных сопротивлений, будут иметь определяющее значение в зависимости от величины скорости фильтрации (дебита). При низких скоростях фильтрации величина коэффициента *b* будет столь мала, что ею можно пренебречь и рассматривать фильтрацию как нелинейную, подчиняющуюся закону Дарси.

Для плоскорадиальной фильтрации газа в изотропном пласте постоянной толщины *h* коэффициент *b* выражается формулой

$$b = \frac{\rho_{cr} p_{ar} T_{II,I} z}{2\pi^2 l h^2 T_{cr}} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_\kappa} \right), \tag{3.225}$$

в которой  $\rho_{a\tau}$  — плотность газа при стандартных условиях;  $T_{n\tau}$  — пластовая температура; z — коэффициент сверхсжимаемости;  $p_{a\tau}$  — атмосферное давление;  $T_{c\tau}$  — стандартная температура. Из формулы (3.225) следует, что величина коэффициента b практически не зависит от величины радиуса контура питания  $R_{\kappa}$ , поэтому определяющее влияние на величину коэффициента b оказывают радиус скважины  $R_c$ , толщина пласта и величина коэффициента макрошероховатости l, характеризующего размеры и форму поровых каналов.

В естественных условиях размеры и форма поровых каналов весьма существенно различаются, и поэтому при движении газа по ним в одних каналах будет иметь место ламинарный режим течения, в других, более узких и извилистых каналах – турбулентный режим течения. Характер зависимости  $\Delta p^2$  от дебита газа будет определяться количественным соотношением каналов больших и малых размеров в призабойной зоне пласта. Следовательно, в чистом виде линейная зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации может быть только в идеальном пласте, имеющем одинаковые размеры и форму каналов. В реальных условиях такие пористые среды не существуют. Поэтому приведенное в работе [47] обоснование существования в реальных условиях четкой границы между законами фильтрации в зависимости от ее скорости может быть отнесено только к идеальным грунтам.

Наиболее существенными из работ, посвященных изучению коэффициента сопротивления при квадратичном члене в уравнении притока (3.224), являются работы [12, 46 и др.].

В работах [1, 12, 53] авторы изучали движение газа в пласте с учетом инерционных сил, так как именно этими силами определяется наличие квадратичного члена в уравнении притока. Для этого они решали уравнение движения газа в пористой среде, имеющее следующий вид (при выводе уравнения пренебрегали членами второго порядка малости):

$$\frac{\partial p^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial z^2} = \frac{2m\mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{m\rho_{\rm ar}}{p_{\rm ar}} \frac{\partial^2 p^2}{\partial t^2}.$$
 (3.226)

Из численного решения данного уравнения, записанного для случая плоскорадиальной фильтрации, установлено, что влияние инерции покоя на падение забойного давления при пуске газовой скважины в эксплуатацию и влияние инерции движения на нарастание давления на забое эксплуатировавшейся газовой скважины после ее закрытия очень малы и заметны только в самый начальный момент времени.

В отличие от множества других публикаций, посвященных стационарной фильтрации жидкостей и газов при нелинейном законе сопротивления, в работах [1, 53 и др.] рассмотрена нестационарная нелинейная фильтрация газа в пористой среде. В частности, рассмотрена плоскорадиальная фильтрация газа к скважине в пласте постоянной толщины, описываемая уравнением

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial R} + \frac{\rho u}{R} + \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} = 0, \qquad (3.227)$$

где R — произвольный радиус, изменяющийся в пределах  $R_c \le R \le R_{\kappa}$ .

Уравнение (3.4) для плоскорадиальной фильтрации можно представить в следующем виде:

$$-\frac{\partial p}{\partial R} = \frac{\mu}{k} u + \beta^* \rho u^2, \qquad (3.228)$$

где  $\beta^* = 1/l - коэффициент, характеризующий неоднородность поровых каналов по форме (извилистости) и размерам и определяемый лабораторными или промысловыми исследованиями.$ 

Из формулы (3.228) можно определить скорость фильтрации газа следующим образом:

$$u = \frac{\mu}{2k\rho\beta^*} - \sqrt{\left(\frac{\mu}{2k\rho\beta^*}\right)^2 + \frac{1}{\beta^*\rho}\frac{\partial p}{\partial R}}.$$
(3.229)

Учитывая, что

 $\rho = \rho_{\rm at} p / p_{\rm at}$ 

при постоянных µ, k, m уравнение (3.227) может быть записано в виде

$$\frac{\partial}{\partial R} \left( \sqrt{1 + a \frac{\partial p^2}{\partial R}} \right) - \frac{1}{R} \left( 1 - \sqrt{1 + a \frac{\partial p^2}{\partial R}} \right) = \frac{2\beta^* k \rho_{ar} m}{\mu \rho_{ar}} \frac{\partial p}{\partial t}.$$
(3.230)

Уравнение (3.230) описывает процесс неустановившейся плоскорадиальной фильтрации газа к скважине при нелинейном законе сопротивления. Это уравнение путем ввода безразмерных параметров и использования начальных и граничных условий численно решено в работе [8]. Из полученных в этой работе результатов следует, что при заданном дебите кривая распределения давления при нелинейном законе сопротивления и стационарной фильтрации располагается ниже аналогичной кривой при линейном законе, а при нестационарной фильтрации эти кривые пересекаются. Начиная от точки пересечения, кривая распределения давления при линейном законе располагается ниже кривой при нелинейном. В этой работе отмечено (как и следовало ожидать), что заметное отклонение от закона Дарси происходит только в призабойной зоне скважины в области  $R_c \leq R \leq h$ . Основным выводом этой работы является утверждение, что даже при больших дебитах или очень больших значениях  $\beta^*$  нелинейные потери намного меньше потерь давления на трение.

Для оценки достоверности этого вывода рассмотрим данные исследования скважин месторождений Уренгойское, Ямбургское, Чиренское (Болгария), Северо-Ставропольское. Следует подчеркнуть, что принятые в расчетах [32а] значения коэффициента β\* практически не встречаются на реальных месторождениях. Оценка величины β для высокопродуктивных месторождений (с точки зрения больших дебитов, получаемых при незначительных депрессиях на пласт), таких как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье показывает, что величина  $\beta^*$  колеблется в пределах  $\beta^* = (1+7) \cdot 10^{10} 1/м$ . Наибольшее значение коэффициента для Северо-Ставропольского месторождения получено на скв. 100 и равно в<sup>\*</sup> = 0,77 10<sup>9</sup> 1/м. На месторождении Оренбургском и аналогичном по коллекторским свойствам Чиренском среднее значение коэффициента  $\beta^*$  = = 4,257 10<sup>11</sup> 1/м. Естественно, что чем лучше фильтрационные свойства пористой среды, тем меньше значение коэффициента β\* и тем выше доля сопротивления, вызванного трением, следовательно, тем меньше доля сопротивления, вызванного инерционными силами. Характер изменения доли сопротивления, вызванного трением, по различным месторождениям показаны на рис. 3.45, а, б. Из приведенных кривых следует, что, сделанный в [8] вывод о том, что даже при очень больших дебитах газа или очень больших коэффициентах  $\beta^*$  нелинейные потери намного меньше потерь давления на трение не соответствует лействительности.





рождения (Болгария): 5, 6, 7-9

Приведенные на рис. 3.45 промысловые данные полностью подтверждают вывод Е.М. Минского, сделанный в работе [12], о том, что доли сопротивлений в квадратичном уравнении притока зависят от фильтрационных свойств пористой среды, и величины этих сопротивлений могут колебаться в зависимости от скорости фильтрации в широком диапазоне.

Значения коэффициента сопротивления  $\beta^* = 1,07 \cdot 10^7 \ 1/м$  и 2,37  $\cdot 10^9 \ 1/м$ , принятые для расчетов в работе [1], сравнимы только с в в скв. 100 Северно-Ставропольского месторождения. При  $\beta^* = 1.07 \cdot 10^7 \, 1/м$  и h = 20 м коэффициент b будет равен 0,000013. При таких низких значениях коэффициента b индикаторная линия имеет очень незначительную кривизну, и поэтому, с учетом точности замеров давления и дебита скважины, трудно достоверно установить закон фильтрации газа в пористой среде по результатам испытания скважины. В таких случаях, как правило, считают, что фильтрация происходит практически при линейном законе сопротивления.

В общем случае для каждой конкретной скважины зависимость градиента давления от скорости фильтрации может быть представлена в виде многочлена, и на эту зависимость влияют свойства пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов, взаимодействие между пористой средой и насыщающих ее флюидами, капиллярные и гравитационные силы и т.д. В большинстве случаев эта зависимость с достаточно высокой точностью описывается двучленной формулой. Поэтому в ряде случаев, если даже зависимость градиента давления от скорости фильтрации не описывается двучленной формулой, используют эту зависимость с введением в расчетную формулу поправки на нестабилизацию процесса распределения давления при пуске скважины в работу на различных режимах; неточность определения давления; температуру газа; изменение свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов от давления и т.д.

Из приведенных примеров расчета (кривые 1-10, рис. 3.45, a) видно, что даже для таких высокопродуктивных пластов, какие имеются на Уренгойском и Ямбургском месторождениях, доля сопротивления вызванного трением aQ при

выбранных технологических режимах эксплуатации скважины с дебитом  $Q \approx 1000$  тыс. м<sup>3</sup>/сут составляет 10—50 %, а остальная часть потерь приходится на долю  $bQ^2$ .

Приведенные выше теоретические и практические исследования выполнены для фильтрации жидкости и газа к вертикальной скважине. Причем в большинстве случаев исследована задача о плоскорадиальной фильтрации жидкости и газа к скважине, вскрывшей однородный, круговой пласт постоянной толщины.

С развитием работ по освоению месторождений нефти и газа в низкопродуктивных пластах, в труднодоступных северо-восточных регионах и шельфовых зонах, а также маломощных нефтяных оторочек, возникла необходимость изучения фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления к горизонтальной скважине, вскрывшей полосообразную залежь. Принципиальное отличие притока газа к забою горизонтальной скважины от притока к забою вертикальной заключается в том, что, как правило (за исключением некоторых сверхмощных месторождений, где газонасыщенная толщина пласта составляет несколько сот метров, а иногда превышает 1000 м, как, например, центральная часть месторождения Карачаганак), горизонтальная скважина всегда имеет значительный, до нескольких сот метров интервал притока газа. При таком протяженном интервале притока весьма важными становятся вопросы, связанные с установлением технологического режима работы горизонтальной газовой скважины.

Большая длина фильтра, где происходит приток газа к стволу, обусловливает необходимость создания соответствующей депрессии на пласт, допустимая величина которой должна быть в точке перехода ствола от горизонтального положения к вертикальному. Если величина допустимой депрессии на пласт в точке перехода ствола от горизонтального положения к вертикальному ограничена каким-либо фактором, например, наличием подошвенной воды или неустойчивостью коллекторов, то, при значительной длине горизонтальной части ствола, из-за потерь давления на трение, возникающих при движении газа по стволу, депрессия на конечном участке ствола может быть ничтожно малой. В ряде случаев возможен даже вариант, когда в конце ствола  $p_3 \approx p_{пл}$ . В таких случаях длина горизонтальной части ствола должна быть ограничена депрессией на пласт в точке перехода ствола от горизонтального положения к вертикальному и потерями давления в горизонтальной части ствола.

Таким образом, с учетом различных факторов, влияющих на производительность горизонтальной скважины, в зависимости от конкретных свойств пласта, его толщины, наличия и близости подошвенной воды, устойчивости коллектора, длины ствола скважины, законы фильтрации газа к горизонтальной скважине приобретают более существенное значение, чем при его фильтрации к вертикальной скважине, вскрывшей пласт с ограниченной толщиной.

В случае с горизонтальными скважинами линейные и нелинейные законы сопротивления могут сосуществовать одновременно, но в различных частях ствола скважины. Естественно, что ближе к концу ствола из-за малой величины депрессии на пласт и, следовательно, низкого дебита скважины в этой зоне, величина квадратичного члена в уравнении притока будет мала и, следовательно, будет иметь место линейная зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации. Далее, по мере приближения к участку перехода ствола к вертикальному положению, все большее влияние будет оказывать нелинейная связь между градиентом давления и скоростью фильтрации, которая в конечном счете будет преобладать над линейной.

# 3.16. СПОСОБЫ СХЕМАТИЗАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Разработанные к настоящему времени теоретические основы методов определения параметров работы горизонтальных скважин базируются на линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации и посвящены только нефтяным скважинам. Практически единственная работа [12], посвященная определению дебита газа из вертикальных ответвлений горизонтальной скважины, основывалась на линейном законе фильтрации. В этой работе была установлена связь между числом вертикальных ответвлений, длиной горизонтального ствола, дебитом скважины, радиусом ответвлений и фильтрационным сопротивлением.

Поиски приближенных аналитических методов определения производительности горизонтальных газовых скважин, вскрывших газоносные пласты в условиях нелинейного закона фильтрации, направлены на выбор такой модели рассматриваемой задачи, которая, не искажая физической сущности процесса фильтрации газа, позволяет получить простые формулы для определения дебита таких скважин.

В подземной гидрогазодинамике разными исследователями принимались различные упрощающие схематизации процессов стационарной и нестационарной фильтрации жидкости и газа при линейном и нелинейном законах сопротивления. Как правило, пригодность принятых моделей проверялась путем создания физических и электрических моделей, проведения экспериментов и сравнения их результатов с результатами расчетов по предлагаемым формулам, полученным для принятой схематизации задачи.

Схематизация процесса фильтрации жидкости и газа к скважине применялась, например, при изучении притока флюидов к вертикальной скважине, вскрывшей частично или полностью продуктивный пласт, для расчета продвижения подошвенной и контурной вод в нефтяную и газовую залежь, при необходимости учета анизотропии и неоднородности пласта и в других случаях.

Для изучения процесса фильтрации к горизонтальной скважине при линейном законе сопротивления также применяются некоторые упрощающие схематизации задач. Такие схематизации сделаны в работе [37].

При нелинейном законе сопротивления притока газа к горизонтальной скважине к настоящему времени не предложены какие-либо модели, оправданные по точности получаемых результатов.

Одним из наиболее распространенных способов схематизации задач фильтрации газа как при линейном, так и при нелинейном законах сопротивления является замена истинной области фильтрации пласта областью, обеспечивающей эквивалентное сопротивление. Возможность замены истинной области фильтрации жидкости в пористой среде к вертикальной скважине, вскрывшей круговую залежь, эквивалентной, вызывающей аналогичные с истинной потери давления, была использована М.Маскетом в 40-х годах. Применительно к задачам фильтрации газа такой подход был выбран в работе [37]. В работе [37] при решении задачи о притоке газа к несовершенной по степени вскрытия вертикальной скважине использована степенная зависимость между толщиной пласта в призабойной зоне и радиусом, Тем самым получена возможность приближенно решить двумерную задачу как плоскорадиальную с переменной в призабойной зоне толщиной пласта. Позднее в [93] степенная зависимость толщины пласта от радиуса была заменена гиперболической и использована для определения производительности несовершенных вертикальных газовых скважин, вскрывших анизотропный пласт, а также для определения их предельного безводного дебита при нелинейном режиме фильтрации.

Наиболее часто применяются для расчета радиального притока газа к несовершенной вертикальной скважине линейный, параболический, логарифмический и гиперболический характеры изменения мошности пласта в призабойной зоне от радиуса. Каждая из принятых форм имеет положительные и отрицательные признаки. На рис. 3.46 показаны применяемые для решения задач фильтрации жидкости и газа характеры изменения толщины пласта в призабойной зоне. Аналитические выражения изменения h(R) в призабойной зоне имеют следующий вид:

$$h(R) = \alpha_1 + \beta_1 R; \ h(R) = \alpha_2 + \beta_2 \ln R; \ h(R) = \alpha_3 + \beta_3 R^2; \ h(R) = \alpha_4 + \frac{\beta_4}{R}.$$
 (3.231)

Здесь коэффициенты α и β являются постоянными и определяются исходя из граничных условий.

За пределами призабойной зоны, при линейном, параболическом и логарифмическом характерах изменения h(R) в призабойной зоне, толщину пласта принимают, как правило, постоянной, хотя не исключены другие варианты в зависимости от характера изменения h в реальных условиях. Следует подчеркнуть, что при задании гиперболического характера изменения h(R), нецелесообразно за пределами призабойной зоны вертикальной скважины толщину h(R)заменять новой зависимостью, так как в зоне  $h < R \leq R_{\star}$  толщина, определенная по гиперболе, практически равна истинной толщине пласта.

Из перечисленных выше зависимостей логарифмический характер изменения h(R) не позволяет получить простую аналитическую зависимость дебита вертикальной скважины от депрессии. Для процесса фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления к вертикальной скважине оптимальным характером изменения h(R) является гиперболический. Причем при гиперболическом характере изменения толщины пласта решение уравнения притока газа дает простую расчетную формулу, из которой нетрудно определить дебит вертикальной скважины.



Рис. 3.46. Характеры изменения толщины пласта в призабойной зоне вертикальной скважины, используемые при решении задач фильтрации: 1 – линейный, 2 – параболический, 3 – логарифмический, 4 – гиперболический

Приведенные выше схемы притока жидкости и газа к вертикальной скважине, не полностью вскрывшей продуктивный пласт, позволили получить целый ряд необходимых простых и достаточно точных решений прямых и обратных задач. Использование таких способов схематизации применительно к горизонтальной скважине требует дополнительных исследований.

Для горизонтальных скважин также существует определенное искривление линий тока вблизи скважины. Если пласт имеет полосообразную форму и горизонтальная скважина вскрывает его полностью и параллельно контурам питания, то возможны три варианта расположения горизонтальной скважины:

1. Скважина симметрично расположена относительно контуров питания и толщины пласта (см. рис. 3.47, *a*).

2. Скважина симметрично расположена относительно толщины пласта, но асимметрично относительно контуров питания (см. рис. 3.47, б).

3. Скважина асимметрично расположена относительно толщины пласта и контуров питания (см. рис. 3.47, в).

Упрощающая схематизация задач фильтрации газа к горизонтальной газовой скважине, вскрывшей полосообразную залежь, может быть представлена следующими способами.

Для расположения скважины согласно рис. 3.47, *а* или рис. 3.48 в пределах радиуса R = h/2 приток газа по длине горизонтального ствола может быть представлен как плоскорадиальный (рис. 3.49), а за пределами этого круга приток может рассматриваться как плоскопараллельная фильтрация к укрупненной скважине радиуса  $R_c = h/2$ .

Более универсальным является способ замены истинной области фильтрации газа областью, вызывающей аналогичные с истинной потери давления. При этом в призабойной зоне горизонтальной скважины принимается гиперболический или параболический характер изменения мощности пласта h(R) (рис. 3.50,  $a, \delta$ ), а за пределами этой зоны рассматривается плоскопараллельная фильтрация. Если принимается гиперболический характер изменения h(R), то его можно распространить на всю область фильтрации.

Этот способ позволяет находить достаточно простые аналитические решения задач фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления, не только когда горизонтальная скважина расположена так как на рис. 3.48 - 3.49, но и тогда, когда она находится на произвольном расстоянии от сторон пласта (см. рис. 3.47, 6 и 8).

Определим дебит горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт согласно рис. 3.48. Приток газа к горизонтальной скважине происходит в условиях нелинейного закона фильтрации. В точной постановке решение такой задачи сопряжено с большими трудностями. Поэтому использованы некоторые упрощающие предположения, практически не искажающие физический смысл процесса фильтрации газа при нелинейном законе к горизонтальной скважине. Для этого истинная область фильтрации газа заменена такой фиктивной областью, в которой суммарное сопротивление пласта эквивалентно истинному фильтрационному сопротивлению. При этом схема притока газа к горизонтальной скважине делится на две зоны: в первой зоне (рис. 3.51, *a*) на расстоянии  $h_1 \le R \le R_{\rm k}$ , где  $h_1 = H/2 - R_{\rm k}$ , фильтрация газа принимается плоскопараллельной; во второй зоне  $0 \le R \le h_1$  естественная толщина пласта заменяется фиктивной переменной толщиной, а скважина — галереей высотой  $2R_{\rm c}$ . Принятый характер изменения толщины пласта во второй зоне описывается формулой



$$h(R) = \alpha + \beta \sqrt{R}, \qquad (3.232)$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  — постоянные коэффициенты, определяемые из граничных условий. Для случая, когда ствол скважины равноудален от кровли и подошвы пласта, эти коэффициенты можно определить для четверти фрагмента, показанного на схеме, исходя из граничных условий: R = 0,  $h = R_c$ ;  $R = h_1$ ,  $h = R_c + h_1$ .

Тогда коэффициенты в формуле (3.232) будут иметь вид:

$$\alpha = R_{\rm c}, \ \beta = \sqrt{h_{\rm l}},$$

и, следовательно,

$$h(x) = R_{\rm c} + \sqrt{h_{\rm l}R}.$$
 (3.233)

Для принятой схемы во второй зоне зависимость между градиентом давления и дебитом газа Q\* для четверти полосообразного пласта будет иметь вид:

$$\frac{\partial p}{\partial R} = \frac{\mu z p_{a\tau} T_{\mu n}}{k p T_{c\tau} L} \frac{Q^{\bullet}}{\left(\alpha + \beta R^{0.5}\right)} + \frac{\rho_{c\tau} p_{a\tau} z T_{\mu n}}{l L^2 T_{c\tau} p} \frac{Q^{\bullet 2}}{\left(\alpha + \beta R^{0.5}\right)^2},$$
(3.234)

где µ, z — коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа; k — коэффициент проницаемости;  $\rho_{a\tau}$  — плотность газа при стандартных условиях; l — коэффициент макрошероховатости;  $T_{n\pi}$  и  $T_{c\tau}$  — пластовая и стандартная температуры; L — длина горизонтальной скважины.



Рис. 3.50. Схема притока газа к горизонтальной скважине: a – при параболическом характере изменения h(R) в призабойной зоне и h = const за ее пределами; b – при гиперболическом характере изменения h(R)



Интегрируя в пределах от  $p_3$  (давление на скважине) до p (давление на границе I и II зоны) и от 0 до  $h_1$ , получим

$$p^{2} - p_{3}^{2} = \frac{2A^{*}}{L} \frac{2}{h_{1}} \left( h_{1} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + h_{1}} \right) Q^{*} + \frac{2B^{*}}{L^{2}} \frac{2}{h_{1}} \left( \ln \frac{R_{c} + h_{1}}{R_{c}} - \frac{h_{1}}{R_{c} + h_{1}} \right) Q^{*2}, \quad (3.235)$$

где

$$A^{*} = \frac{\mu z p_{a\tau} T_{nn}}{k T_{c\tau}}; \quad B^{*} = \frac{\rho_{c\tau} p_{a\tau} z T_{nn}}{l T_{c\tau}}.$$
 (3.236)

Для первой зоны, где происходит плоскопараллельное движение газа, связь между давлением и дебитом будет иметь вид:

$$p_{3}^{2} - p^{2} = \frac{2A^{*}}{L} \left( \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{R_{c} + h_{l}} \right) Q^{*} + \frac{2B^{*}}{L^{2}} \frac{(R_{\kappa} - h_{l})}{(R_{c} + h_{l})^{2}} Q^{*2}.$$
 (3.237)

Складывая уравнения (3.235) и (2.237) получим:

$$p_{\kappa}^{2} - p_{s}^{2} = \frac{2A^{*}}{L} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( h_{l} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{R_{\kappa} + h_{l}} \right] Q^{*} + \frac{2B^{*}}{L} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( \ln \frac{R_{c} + h_{l}}{R_{c}} - \frac{h_{l}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{(R_{c} + h_{l})^{2}} \right] Q^{*2}.$$
(3.238)

Так как все вышеприведенные формулы получены для четверти полосообразного пласта, то, учитывая, что  $Q^* = Q/4$  (где Q — дебит горизонтальной скважины), для всего пласта получим

$$p_{\kappa}^{2} - p_{s}^{2} = \frac{A^{*}}{2L} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( h_{l} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{R_{\kappa} + h_{l}} \right] Q + \frac{B^{*}}{8L^{2}} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( \ln \frac{R_{c} + h_{l}}{R_{c}} - \frac{h_{l}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{(R_{c} + h_{l})^{2}} \right] Q^{2}.$$
(3.239)

Введем обозначения:

$$A = \frac{A^{*}}{2L} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( h_{l} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{R_{\kappa} + h_{l}} \right];$$

$$B = \frac{B^{*}}{8L^{2}} \left[ \frac{2}{h_{l}} \left( \ln \frac{R_{c} + h_{l}}{R_{c}} - \frac{h_{l}}{R_{c} + h_{l}} \right) + \frac{R_{\kappa} - h_{l}}{(R_{c} + h_{l})^{2}} \right],$$
(3.240)

где  $h_1 = h/2 - R_c$ .

С учетом (3.240) вместо (3.239) получим следующую формулу для определения дебита горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей изотропный полосообразный пласт и равноудаленной от его кровли и подошвы:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_k^2 - p_3^2)}}{2B}.$$
 (3.241)

Формула (3.241) не учитывает потери давления при движении потока газа по горизонтальному стволу. При больших длинах горизонтальной части ствола и дебитах газа, потери давления в горизонтальной части ствола могут очень сильно влиять на ее дебит.

Теперь рассмотрим влияние анизотропии пласта на производительность горизонтальных газовых скважин. Допустим, что коэффициент анизотропии

$$\nu = \sqrt{k_{\rm sept} / k_{\rm rop}} \tag{3.242}$$

пропорционально изменяет газонасыщенную толщину пласта.

Тогда предыдущая задача, решенная для изотропного пласта, с учетом анизотропии будет иметь следующий вид:

$$Q = \frac{-A_{\rm I} + \sqrt{A_{\rm I}^2 + 4B_{\rm I} \left(p_{\rm K}^2 - p_{\rm s}^2\right)}}{2B_{\rm I}},$$
(3.243)

где

$$A_{1} = \frac{2A^{\bullet}}{2L} \left[ \frac{2}{\nu h_{1}} \left( \nu h_{1} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + \nu h_{1}} \right) + \frac{R_{\kappa} - \nu h_{1}}{R_{\kappa} + \nu h_{1}} \right],$$

$$B_{1} = \frac{B^{\bullet}}{8L^{2}} \left[ \frac{2}{\nu h_{1}} \left( \ln \frac{R_{c} + \nu h_{1}}{R_{c}} - \frac{\nu h_{1}}{R_{c} + \nu h_{1}} \right) + \frac{R_{\kappa} - \nu h_{1}}{(R_{c} + \nu h_{1})^{2}} \right].$$
(3.244)

Анализ формулы (3.244) показывает, что с уменьшением параметра анизотропии дебит скважины существенно снижается, а при стремлении  $\nu$  к нулю коэффициенты  $A_1$  и  $B_1$  принимают вид:

$$A_{1} = \frac{A^{*}R_{\kappa}}{2LR_{c}}, \quad B_{1} = \frac{B^{*}R_{\kappa}}{8L^{2}R_{c}^{2}}.$$
 (3.245)

При этом дебит скважины совпадает с дебитом горизонтальной скважины, дренирующей полосообразный пласт толщиной  $2R_c$ . По формулам (3.241) и (3.240) с учетом (3.241) и (3.244) при исходных данных:  $A^* = 58,7; B^* = 0,5; p_{\kappa} = 15,0$  МПа;  $p_c = 13,5$  МПа; L = 100; 300; 500 м;  $R_c = 0,1$  м;  $R_{\kappa} = 200$  м; h = 5; 10 м;  $p_{ar} = 0,1$  МПа;  $v = (0,001)^{0.5}; (0,01)^{0.5}; (0,5)^{0.5}; 1$  рассчитаны дебиты горизонтальной скважины. Результаты расчетов приведены на рис. 3.52, из которого видно, что с увеличением длины горизонтальной части ствола скважины дебит газа линейно растет. Как было отмечено, при решении задачи допускалось, что истинная газонасыщенная толщина пласта заменяется эквивалентной толщиной, линейно снижающейся с уменьшением значения параметра анизотропии. Поэтому зависимость дебита от параметра анизотропии близка к линейной, как это показано на рис. 3.53.

Теперь задачу о притоке газа к горизонтальной скважине, вскрывшей анизотропный пласт, без учета влияния распределения давления в горизонтальном стволе на закономерность притока к забою рассмотрим для модели, показанной на рис. 3.51, б. Согласно этой схеме, общая толщина притока газа к забою горизонтальной скважины (для четверти полосообразного пласта) состоит из двух зон: первая зона высотой  $h_1$  ограничивается радиусом скважины  $R_c$ . В пределах этой зоны происходит плоскопараллельная фильтрация газа. А во второй зоне истинная толщина  $h_{11}$  пласта заменяется фиктивной, которая изменяется в интервале от 0 до  $R_k$  по гиперболическому закону. Такое допущение, как было показано в работе [8], не противоречит физической сущности задачи. Из изложенного выше следует, что

$$h_{\rm I} = R_{\rm c}; \ h_{\rm II}(R) = \alpha - \frac{\beta}{2R_{\rm c} + R} \ \mu \quad h = h_{\rm I} + h_{\rm II}(R).$$
 (3.246)

Для анизотропного пласта можно записать:

$$h = R_{c} + v h_{11}(R). \tag{3.247}$$

Коэффициенты гиперболического изменения толщины второй зоны  $\alpha$  и  $\beta$  определяются исходя из граничных условий: R = 0,  $h_{\rm II} = 0$  и  $R = R_{\kappa}$ ,  $h_{\rm II} = h/2 - R_{\rm c}$ . С учетом (3.246) и (3.247) для этих граничных условий получим

$$\alpha = \frac{(h - 2R_{\rm c})(2R_{\rm c} + R_{\rm K})}{2R_{\rm K}}, \quad \beta = \frac{(h - 2R_{\rm c})(2R_{\rm c} + R_{\rm K})R_{\rm c}}{R_{\rm K}}, \quad (3.248)$$



Рис. 3.53. Зависимость дебита от параметра анизотропии при h = 10 м, L = 600 м

$$h_{\rm H}(R) = \frac{(h-2R_{\rm c})(2R_{\rm c}+R_{\rm \kappa})}{2R_{\rm \kappa}} - \frac{(h-2R_{\rm c})(2R_{\rm c}+R_{\rm \kappa})R_{\rm c}}{R_{\rm \kappa}(2R_{\rm c}+R)},$$
(3.249)

$$h = R_{\rm c} + \nu \left[ \frac{(h - 2R_{\rm c})(2R_{\rm c} + R_{\rm K})}{2R_{\rm K}} - \frac{(2R_{\rm c})(2R_{\rm c} + R_{\rm K})R_{\rm c}}{R_{\rm K}(2R_{\rm c} + R)} \right].$$
(3.250)

Коэффициенты фильтрационного сопротивления при гиперболическом характере изменения толщины для полосообразного анизотропного пласта будут иметь вид

ν

800

0

0,2

0,4

0,6

0,8

$$A_{1} = \frac{A^{*}}{2L} \left( \frac{R_{\kappa}}{\alpha_{1}} + \frac{\beta_{1}}{\alpha_{1}^{2}} \ln \frac{R_{\kappa} + 2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}}{2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}} \right),$$
(3.251)

$$\beta_{1} = \frac{B^{*}}{8L^{2}} \left\{ \frac{R_{\kappa}}{\alpha_{1}^{2}} + \frac{2\beta_{1}}{\alpha_{1}^{2}} \ln \frac{R_{\kappa} + 2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}}{2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}} + \frac{\beta_{1}^{2}}{\alpha_{1}^{4}} \left[ \frac{1}{2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}} - \frac{1}{R_{\kappa} + 2R_{c} - \beta_{1}/\alpha_{1}} \right] \right\}, \quad (3.252)$$

где  $h_{\rm I} = R_{\rm c}$ ;  $h_{\rm II} = (\alpha - \beta)/(2R_{\rm c} + R)$ ;  $h = h_{\rm I} + h_{\rm II}$ ;  $\alpha_1 = R_{\rm c} + \nu\alpha$ ;  $\beta_1 = \nu\beta$ ; значения а и  $\beta$  определяют по формулам (3.248).

## 3.17. ПРОВЕРКА ТОЧНОСТИ ПРИБЛИЖЕННЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Отсутствие в настоящее время каких-либо теоретических исследований по фильтрации газа к горизонтальной скважине при нелинейном законе сопротивления не позволяет оценить приемлемость предлагаемых моделей и точность приведенных выше расчетных формул. Поэтому для такой оценки было использовано уравнение трехмерной нестационарной фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления, подробный вывод которого и возможный метод его решения приведены в работе [12].

Результаты определения дебита горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт, по приближенным формулам, полученным для моделей с параболическим и гиперболическим характером изменения h(R), весьма близки, но так как модель с гиперболическим характером изменения h(R) более близка к физической сущности процесса фильтрации газа, результаты расчета дебита горизонтальной скважины по уравнению трехмерной фильтрации будут сравниваться с результатами определения дебита по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252), полученным для модели с гиперболическим характером изменения h(R).

С учетом сил гравитации уравнение трехмерной нестационарной фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления может быть представлено следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\rho k}{\mu} \Theta_x \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{\rho k}{\mu} \Theta_y \left( \frac{\partial p}{\partial y} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{\rho k}{\mu} \Theta_z \left( \frac{\partial p}{\partial z} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\rho m) + q.$$
(3.253)

Здесь

$$\Theta_x = \frac{2}{1 + \sqrt{1 + \frac{4\beta^* \rho k^2}{\mu^2} \left| \frac{\partial p}{\partial x} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial x} \right|}}, \quad \Theta_y = \frac{2}{1 + \sqrt{1 + \frac{4\beta^* \rho k^2}{\mu^2} \left| \frac{\partial p}{\partial y} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial y} \right|}}$$

359

$$\theta_{z} = \frac{2}{1 + \sqrt{1 + \frac{4\beta^{*}\rho k^{2}}{\mu^{2}} \left| \frac{\partial p}{\partial z} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial z} \right|}},$$
(3.254)

где q — плотность источника или стока, моделирующего работу скважины, m — пористость пласта, g — ускорение свободного падения, x, y, z — оси координат, t — временная координата, Z — глубина точки пласта,  $\beta^* = 1/l$  — коэффициент характеризующий форму и размеры поровых каналов.

Зависимости физических свойств газа от давления, используемые в уравнении (3.253), были представлены в виде степенных полиномов, построенных на основании фактических данных исследуемого месторождения.

Уравнение (3.253) решалось при следующих условиях.

В качестве начального условия принимается невозмущенность газоносного пласта:

$$t = 0, \ p(x, y, z) = p_{\rm B}, \ (x, y, z) \in G, \tag{3.255}$$

где G — область интегрирования уравнения (3.253) — полосообразный изотропный пласт, вскрытый горизонтальной скважиной (см. рис. 3.54).

Граничным условием является непроницаемость внешней границы пласта:

$$\frac{\partial p}{\partial n} = 0, \ (x, y, z) \in \Gamma, \tag{3.256}$$

n — нормаль к внешней границе пласта  $\Gamma$ .

Уравнение (3.253) в силу своей сложности не имеет аналитического решения, его решение возможно только численным методом.

Для оценки точности приближенных формул (3.243), (3.251), (3.252) необходимо получить стационарный режим фильтрации. Для этого на контурах пласта (см. рис. 3.54) создается условие, обеспечивающее стационарность процесса фильтрации. Это условие требует закачки газа на контурах полосообразного пласта с суммарным дебитом, равным отбираемому дебиту из горизонтальной скважины. Закачка и отбор газа учитываются в уравнении (3.253) через источники и стоки, входящие в *Q*. Для получения численного решения полосообразный пласт покрывался неравномерной блочно-центрированной разностной сеткой. Причем для получения более точного и подробного решения задачи вблизи скважины, где наблюдается наиболее сильное искривление линий тока, размеры сетки уменьшались вплоть до диаметра скважины для блока, где данная скважина расположена.

Для решения уравнения (3.253) с данными граничными и начальными ус-



Рис. 3.54. Схема полосообразного пласта для расчета фильтрации газа по уравнению (3.253)
ловиями использовался численный метод, применяемый для решения задач многомерной фильтрации и алгоритма его реализации на ЭВМ, подробно изложенный в [5]. Для численного решения уравнения (3.253) в разностных коэффициентах необходимо учитывать член θ, обусловленный нелинейным законом фильтрации.

Решение уравнения (3.253) считалось справедливым и сопоставлялось с приближенным решением (3.243), (3.251), (3.252) только после выхода скважины на стационарный режим, т.е. когда депрессионная воронка в пласте стабилизировалась.

По известным значениям давления на контуре питания  $p_{\kappa}$  и на скважине  $p_{c}$ , полученным из решения уравнения (3.253), вычислялись дебиты горизонтальной скважины по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252). Дебит горизонтальной скважины  $Q_{a}$ , полученный по приближенным формулам, сравнивался с дебитом  $Q_{a}$ , полученным из численного решения уравнения (3.253).

Погрешность (в %), связанная с применением аналитических формул (3.243), (3.251), (3.252), определялась из соотношения

$$\Delta = \frac{|Q_{4} - Q_{a}|}{Q_{4}} \cdot 100.$$
 (3.257)

Сопоставление результатов расчетов по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252) и по уравнению (3.253) при исходных данных, близких по емкостно-фильтрационным свойствам Средне-Ботуобинского и Уренгойского (валанжинская залежь) месторождений, для различных h и  $R_{\kappa}$  приведено в табл. 3.17, из которой видно, что погрешность, допускаемая по приближенным формулам, не превышает 3,7 %. Однако следует отметить тенденцию к ее увеличению с увеличением толщины пласта, что связано с принятой моделью задачи, в которой истинная зона фильтрации заменяется пластом переменной толщины, изменяющейся по гиперболическому закону.

Сопоставление результатов приближенного и «точного», численного решений различных вариантов задачи, приведенное в табл. 3.17 (различные толщины пластов, расстояния до контура питания, свойства газа), показывает на впол-

		Давлени	ие, МПа	Дебит, тыс.	м <sup>3</sup> /сут.	Погрешность
Месторождение	Параметры	p <sub>ĸ</sub>	<i>p</i> <sub>3</sub>	по (3.243), (3.251), (3.252)	по (3.253)	∆, % при- ближенных формул
Средне-Ботуобин- ское $L = 200$ м, $R_c =$	$h = 10 \text{ m}, R_{\kappa} = 200 \text{ m}, A = 0,06076, B = 1.397 \cdot 10^{-7}$	14,80	14,38	201,6	200	0,8
- 0,1 M	$h = 20 \text{ M}, R_{\kappa} = 400 \text{ M},$ A = 0.06051, B = $a = 6.936 \cdot 10^{-8}$	14,81	14,38	207,4	200	3,7
	$h = 10 \text{ m}, R_{\rm s} = 300 \text{ m},$ A = 0,09036, B = $= 2.055 \cdot 10^{-7}$	14,81	14,17	205,2	200	2,6
Уренгойское (ва- ланжинская залежь) $L = 200 \text{ м}, R_c =$ = 0,1 м	$h = 10 \text{ m}, R_{\kappa} = 500 \text{ m}, A = 0,532, B = = 5,706 \cdot 10^{-5}$	30,53	25,47	505,2	500	1,0
Примечание:	$A = {M \Pi a^2 / (тыс. м^3 / сут)}$	r)]; <i>B</i> =	[MΠa <sup>2</sup> /(1	гыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup> ].		

Таблица 3.17

Результат	ъ расчетов дебита горизонтальной скважины по приближенным
формулам	(3.243), (3.251), (3.252) и численное решение уравнения (3.253)
	при различных h и R.

не пригодную точность приближенных формул, а, следовательно, и на целесообразность применяемых для их вывода моделей.

Кроме того, для оценки влияния нелинейности закона фильтрации на дебит горизонтальной скважины и точности приближенных формул (3.243), (3.251), (3.252) были проведены расчеты по уравнению (3.253) и по данным приближенным формулам для различных величин коэффициента  $\beta^*$ , определяющего нелинейность закона фильтрации. Оценки проводились для пористой среды, по своим параметрам близкой к коллектору Средне-Ботуобинского месторождения.

В табл. 3.18 и 3.19 приведены результаты расчетов по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252) дебита горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт, при нелинейном законе фильтрации и следующих исходных данных:  $p_{\kappa} = 15$  МПа, L = 200 м,  $R_{\kappa} = 500$  м,  $R_{c} = 0,1$  м, h = 10 м. При расчетах различных вариантов коэффициент A, учитывающий линейные потери давления, оставался постоянным, а значение коэффициента  $\beta$  возрастало, увеличивая коэффициент B, учитывающий нелинейные потери давления, что с увеличением коэффициента B в уравнении притока газа к горизонтальной скважине при постоянных коэф

Таблица 3.18 Дебиты горизонтальной скважины при  $A = 0,1504 \text{ MIIa}^2/(тыс. м^3/сут)$ и различных величинах коэффициента  $B, \Delta p^2 = 29 \text{ мIIa}^2$ 

β*, 1/м В, МПа <sup>2</sup> /(тыс.	0 0	$\begin{array}{c} 7,0324\cdot10^9\\ 3,3673\cdot10^{-7}\end{array}$	$7,0324\cdot10^9 \\ 3,3673\cdot10^{-6}$	7,0324.10 <sup>10</sup> 3,3673.10 <sup>-5</sup>	7,0324 10 <sup>11</sup> 3,3673 10 <sup>-4</sup>	$\begin{array}{c} 7,0324\cdot10^{12} \\ 3,3673\cdot10^{-3} \end{array}$
м /сут) <sup>-</sup> Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут	193	193	192	185	145	73

#### Таблица 3.19

Дебиты горизонтальной скважины при  $A = 0,0150 \text{ M}\Pi a^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$ и различных значения коэффициента  $B, \Delta p^2=29 \text{ м}\Pi a^2$ 

β*, 1/м	0	3,8646 10 <sup>7</sup>	$\begin{array}{r} 3,8646\cdot 10^8 \\ 1,8505\cdot 10^{-7} \end{array}$	3,8646·10 <sup>9</sup>	3,8646·10 <sup>10</sup>	3,8646 10 <sup>11</sup>
В, МПа <sup>2</sup> /(тыс.	0	1,8505 10 <sup>-8</sup>		1,8505·10 <sup>-6</sup>	1,8505·10 <sup>-5</sup>	1,8505 10 <sup>-4</sup>
м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup> Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут	1928	1923	1884	1609	910	357

Таблица 3.20 Результаты расчетов дебита горизонтальной скважины по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252) и численное решение уравнения (3.253) при различных значений коэффициента В

β*, 1/m <i>B</i> , MΠa <sup>2</sup> /(ть м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>		А, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)	Давление, МПа		Дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут.		До-	Погреш- ность
	В, MIIa²/(тыс. м³/сут)²		$p_{\kappa}$	$p_{3}$	по (3.243), (3.251), (3.252)	по (3.253)	ля AQ, %	Δ, % прибли- женных формул
$\begin{array}{r} 3,8646\cdot 10^7\\ 3,8648\cdot 10^8\\ 3,8646\cdot 10^9\\ 3,8646\cdot 10^{10}\\ 3,8646\cdot 10^{10}\\ 3,8646\cdot 10^{11}\end{array}$	$\begin{array}{c} 1,835\cdot 10^{-8}\\ 1,835\cdot 10^{-7}\\ 1,835\cdot 10^{-6}\\ 1,835\cdot 10^{-5}\\ 1,835\cdot 10^{-4}\end{array}$	$\begin{array}{c} 1,5487\cdot 10^{-2}\\ 1,5487\cdot 10^{-2}\\ 1,5482\cdot 10^{-2}\\ 1,5438\cdot 10^{-2}\\ 1,5578\cdot 10^{-2}\\ \end{array}$	15,258 15,262 15,285 15,520 17,704	14,739 14,736 14,698 14,323 9,667	1004 1006,8 1014,8 1036,1 1039,2	1000 1000 1000 1000 1000	99,5 98,2 88,0 43,2 7,1	0,41 0,68 1,48 3,62 3,90

фициенте A и депрессии на пласт  $\Delta p^2$  происходит весьма существенное снижение ее дебита.

Для различных значений коэффициента *B*, давлений  $p_{\rm k}$  и  $p_3$  в табл. 3.20 приведены дебиты горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт, полученные по приближенным формулам (3.243), (3.251), (3.252) и из численного решения уравнения трехмерной нестационарной фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления (3.253), а также погрешность приближенного аналитического метода по сравнению с численным решением. Из результатов расчетов, приведенных в табл. 3.20, следует, что с увеличением доли сопротивления, связанного с инерционными силами, погрешность аналитического метода, т.е. формул (3.243), (3.251), (3.252), растет, хотя и не превышает 3,9 %, что является вполне приемлемым для инженерных расчетов.



# МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

# 4.1. ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ КЛАССИФИКАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Особенности многокомпонентных углеводородных систем, какими являются газоконденсатные месторождения, требуют их термодинамического исследования. На основе информации, полученной в результате этих исследований, определяются количество конденсата, выделяющегося из пластового газа, пластовые потери конденсата, а также углеводородный состав жидкой и газовой фаз при условиях сепарации и стабилизации газоконденсатных систем. При большом числе вводимых в эксплуатацию газоконденсатных месторождений желательно не прибегать к сложным и трудоемким экспериментам, а иметь достаточно точный расчетный метод, который позволил бы определить фазовые соотношения в широком диапазоне изменения компонентного состава системы, давления и температуры.

Существующие расчетные методы определения фазовых соотношений по уравнениям концентрации и константам фазового равновесия, получившие широкое применение для термодинамических исследований и анализа различных процессов, сопряжены с процедурой определения констант равновесия группы углеводородов С<sub>6+</sub>. Методы непосредственного определения фазовых соотношений отсутствуют.

В СНГ накоплен достаточно обширный материал по изотермам конденсации, полученным как экспериментальным, так и расчетным путем. Здесь предлагается использовать эти сведения для определения фазовых соотношений газоконденсатных систем в сепарационных установках.

Сделана попытка такого обобщения и дана эмпирическая зависимость молярного содержания  $C_{5+}$  от давления, температуры и начального содержания  $C_{5+}$  в пластовой системе. Однако известно, что на выход конденсата из пластового газа влияет весь углеводородный состав газа, а также характеристика кон-

денсата. Таким образом, использование только молярного содержания C<sub>5+</sub> в пластовом газе для оценки конденсатного фактора в ряде случаев приводит к значительным погрешностям, превышающим допустимые. Поэтому для обобщения данных по выходу конденсата из пластового газа использовался метод главных компонент, дающий возможность учесть все признаки, характеризующие газоконденсатную систему, поступающую в сепарационное устройство.

Расчет по методу главных компонент проведен для 61 месторождения Азербайджана, Тюменской области, Узбекистана и Туркмении, из которых 47 были взяты для «обучения», а 14 — для «экзамена» с использованием семи признаков, характеризующих рассматриваемые объекты. В результате расчета получены следующие собственные значения матрицы, а также доли каждой компоненты в общей дисперсии.

Собственное значение матрицы..... 0,0158 0.412 4,2071 0,6423 1.5530 0.3969 0.1436 Доля каждой компоненты в общей дисперсии, % 0,2300 0,5900 60,100 9,1800 22,200 5.6700 2,0500

Как видно из приводимых данных, на долю первой главной компоненты приходится 60 % общей дисперсии, на долю второй главной компоненты — 22 %. В дальнейшем использовались линейные комбинации двух главных компонент, на долю которых приходится 82 % общей дисперсии:

 $z_1 = -0,1215C_1 + 0,2023C_2 + 0,5033C_3 + 0,8248C_4 + 0,195C_{5+\text{RNCDIRG}} -$ 

 $-0,0076 \,\mu_{\kappa} / \rho_{\kappa} - 0,0264 \,C_1 / C_{5+BMCUUMe} + 9,9836;$ 

 $z_2 = -0,0069C_1 - 0,1489C_2 + 0,2448C_3 + 0,2061C_4 + 0,3996C_{5+\text{Baculue}} - 0,0069C_1 - 0,0069C_2 + 0,0069C_3 + 0,0069C_4 + 0,0069C_5 + 0,0076C_5 + 0,0076C_$ 

$$-0,0253 \,\mu_{\kappa}/\rho_{\kappa} - 0,0324 \,C_{1}/C_{5+max} - 2,503,$$

где C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> и т.д. – истинные значения исходных признаков.

Все рассматриваемые месторождения по двум главным компонентам z<sub>1</sub> и z<sub>2</sub> можно разбить на четыре класса. В дальнейшем обработка изотерм конденсации была проведена для каждого класса в отдельности.

Были определены границы указанных классов месторождений по двум главным компонентам методом дискриминантных функций. Для принятия решения о принадлежности месторождений к одному из заданных классов используется неравенство  $b_{ij} \leq a_{ij}$ , где  $b_{ij}$  определяется на основании величин  $z_1$  и  $z_2$ ;  $a_{ij}$  — величины порогов.

Расчетные формулы для величин  $b_{ij}$  и порогов  $a_{ij}$  приведены в табл. 4.1.

№ n/n	Принадлежность к классу	b <sub>ij</sub>	a <sub>ij</sub>
1 2 3	I	$\begin{array}{rrrr} 0,2001z_1 & -5,7303z_2 \\ 0,5669z_1 & -9,689z_2 \\ 0,4510z_1 & -17,1521z_2 \\ 0,0000 & -17,1521z_2 \end{array}$	≤-8,4509 ≤-9,2434 ≤ 0,7933
4 5 6	II	$\begin{array}{cccc} -0.2001z_1 & +5.7303z_2 \\ 0.3667z_1 & -3.9587z_2 \\ 0.2509z_1 & -11.4217z_2 \end{array}$	≤ 8,4509 ≤~0,7924 ≤ 9,2442
7 8 9	111	$-0,5669z_1 +9,6890z_2$ $-0,3667z_1 +3,9587z_2$ $-0,1158z_1 -7,4630z_2$	≤ 9,2434 ≤ 0,7924 ≤ 7,8745
10 11 12	IV	$\begin{array}{rrr} -0.4510z_1 & +17.1521z_2 \\ -0.2509z_1 & +11.4217z_2 \\ 0.1158z_1 & +7.4630z_2 \end{array}$	≤−0,7933 ≤−9,2442 ≤−7,8745

Таблица 4.1

Принадлежность к тому или иному классу определится при выполнении соответствующего неравенства.

Пусть  $z_1 = -0,3969$ ;  $z_2 = -1,3934$ . Подставив значения  $z_1$  и  $z_2$  во все уравнения для  $b_{ij}$ , определим, что выполняются неравенства 10–12, т.е. месторождение относится к VI классу (см. табл. 4.1).

Для каждого класса месторождений с помощью стандартной программы на ЭВМ были получены уравнения регрессии для следующих зависимостей:

$$G_{\kappa,c\tau}/G_{r} = f(z_{1}, p, t); \ G_{\kappa,c\tau}/V_{r} = f(z_{1}, p, t); \ \rho_{r,c\tau} = f(z_{1}, p, t).$$

Эти уравнения позволяют определять любой из указанных выходных параметров для систем с различным содержанием конденсата в широком интервале давлений и температур.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА КОНДЕНСАТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ СЕПАРАЦИИ

Для определения выхода насыщенного конденсата предлагаются следующие уравнения.

I класс:

$$G_{\kappa,\mu}/G_{r} = 332,239 - 15,012z_{1}^{2} - 0,0098p^{2} - 0,0141t^{2} - 0,7555tz_{1} - 0$$

 $-0,04869pz_1 + 0,00163pt + 48,711z_1 + 0,08733p - 1,3847t;$ 

II класс:

$$G_{\kappa,\mu}/G_{\mu} = 188,3516 - 5,16728z_2^2 - 0,006037p^2 - 0,0066t^2 + 0,0038496z_1p +$$

 $+0,04005tz_1 - 0,00234pt + 10,3431z_1 + 0,5565p - 0,292t;$ 

III класс:

$$G_{\kappa,\mu}/G_{\Gamma} = 139,8064 - 6,921z_1^2 - 0,00422p^2 - 0,008369t^2 - 0,0533z_1p - 0,053z_1p - 0,050z_1p -$$

$$-0,23344z_{1}t + 0,003169pt - 1,48366z_{1} + 0,2495p - 1,10845t;$$

IV класс:

$$G_{s,u}/G_{r} = 73,8442 - 1,1621z_{1}^{2} - 0,00365p^{2} - 0,00478t^{2} - 0,009696z_{1}p - 0$$

$$-0,19466z_1t + 0,001656pt + 2,16455z_1 + 0,33519p - 1,5533t.$$

Выходы стабильного конденсата  $G_{\kappa,cr}/G_r$  можно определить по следующим уравнениям.

I класс:

$$G_{\text{K.ct}}/G_{\text{r}} = 446, 5 + 64, 37z_1 - 2, 11t + 1, 1p - 41, 448z_1^2 - 0, 1pz_1 - -1, 067z_1t - 0, 01137p^2 - 0, 01165t^2;$$

Таблица 4.2

				·····	GK	$/G_{\rm r}$	
№ п/п	Класс	<i>2</i> 1	<i>р</i> сен, МПа	<i>t</i> <sub>сеп</sub> , °С	Эксперимен- тальное	По методу главных компонентов	Погреш- ность, %
1	III	3,80	-	-	-	-	-
$\frac{2}{3}$		5,54 2.89	_	-	-	-	_
4	III	1,21	6,88	+17	133,6	145	8,20
6		-0,32	6	-37	215.4	164 240	7,90 9.10
7	III	0,24	2,50	-10	138,4	130	6
9		0,27	4,45	+3	159,4	205 150	7,90 0
10	III	1,44	5	+5	221	200	9,50
12	III	0,02	6	-5	168,8	165	2,32 2,13
13		0,86	3,80	+15	-	155	-
15	IV	0,99	5	-4	142	156	8,95
16		1,72	6 4.62	+3 +1	221	220 159	0,5 4.6
18	in	0,80	4	+1	228	216	5,26
19		0,65	6	+17	152	158	2,5 4
21	III	1,94	6	+20	103	111	6,6
22		1,69	5	+3	212	200	3,5
24		-0,95	5,50	+25	124,5	133	6,4
26	n n	-1,34	6	+20	215	223	3,7
27		-2,28	5	+20 +20	135	144	6,67 3.8
29	liv	-2,70	6	+20	106	95	10,4
30		-1,10	6	+20 +20	364	371	1,92 2.53
32	II	0,62	6	+20	260	254	2,31
33		-2,64	6	+20 +20	95	100	3,37
35		-2,93	6	+20	148	156	5,4
37		-0,98	6	+20	240	236	1,67
38		-0,54	6	+20	440	429	2,5
40	I	-1,12	6	+20	377	369	2,12
41		-3,85	6	+20+20	87	66,7 519	0,46
43	ļ	-1,16	ő	+20	230	230	2,54
44		3,24 0.65	6	+20	531	533	0,38
46	III	-2,63	6	+20	136	135	0,74
4/	11	1 -0,99 Me	і о сторождения	, тодвергнит	и 200 ые проверке	200	1 2,30
48	III	0,4822	6	-15	287	285	0,7
49 50		-6,4600   0.6746	5	-27	41,2 142	34,5 157	16,0 10.5
51	I IV	0,9744	5	+2	124	130	4,8
52 53		4,3256	5.5	+3	335 105.5	312 114	6,8 8,05
54	III	-0,2137	6	0	215,4	217	0,7
55 56		-5,5550	6	-30	10.6	4/	5.6
57	IV	-6,4625	6	-14	21,3	21	1,41
58		-4,3188	6	12.5	53.8	58 46	2,84
60	İV	-5,600	6	20	9,5	9	5,8
61	I III	-0,1889	6	20	1 100	1/0	0,25

II класс:

 $G_{\text{K,ct}}/G_{\text{r}} = 244,7 + 17,727z_{1} - 0,843t + 0,377p - 4,231z_{1}^{2} - -0,004438p^{2} - 0,0171t^{2};$ 

III класс:

$$G_{\text{K.ct}}/G_{\text{r}} = 159,915 - 16,79z_1 + 0,713t - 1,729p - 11,9z_1^2 - 1,729p - 1,9z_1^2 - 1,729p - 1$$

$$-0,0073p^2 - 0,01t^2 - 0,468z_1t - 0,026z_1p;$$

IV класс:

$$G_{\kappa.c\tau}/G_{r} = 84,78 - 8,557z_{1} + 0,711p - 2,12t - 3,26z_{1}^{2} - 0,00713p^{2} - 0,0056t^{2} - 0,45z_{1}t + 0,00218pt;$$

Уравнения для определения G<sub>к.ст</sub>/G<sub>г</sub> имеют следующий вид.

I класс:

$$G_{\kappa,cr}/G_{r} = 332,239 + 0,873p - 1,384t + 48,711z_{1} - 0,0486pz_{1} - 0,755z_{1}t + 0,0016pt - 0,0091p^{2} - 0,014t^{2} - 15,012z_{1}^{2};$$

II класс:

 $G_{\kappa,c\tau}/G_{r} = 188,352 + 0,556p - 0,292t + 10,343z_{1} - 0,00234pt +$ 

 $+0,04z_1t - 0,006p^2 - 0,0066t^2 - 5,167;$ 

III класс:

 $G_{\kappa,c\tau}/G_{\tau} = 139,8 + 0,249p - 1,108t - 1,483z_1 + 0,0032pt - 0,0553pz_1 - 0,0555pz_1 - 0,0$ 

 $-0,233z_1t - 0,042p^2 - 0,0084t^2 - 6,921z_1^2;$ 

IV класс:

$$G_{\rm K\,cr}/G_{\rm r} = 71,811+0,3591p-1,5535t+1,583z_1-0,001656pt-$$

$$-0,1947tz_1 - 0,003653p^2 - 0,004783t^2 - 1,1621z_1^2$$

В табл. 4.2 проведено сравнение экспериментальных данных с полученными по методу главных компонент для величин  $G_{\kappa,\mu}/G_{r}$ .

На основании полученных уравнений составлены номограммы для определения выхода конденсата для месторождений всех четырех классов.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ГАЗА СЕПАРАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ СЕПАРАЦИИ

Уравнение регрессии для определения плотности газа сепарации в зависимости от *p*, *t*, *z* имеют следующий вид. I класс:

 $-0,0000764pz_1 + 0,00022tz_1 + 0,0131;$ 

II класс:

 $\rho_r = 0.778 - 0.000624p + 0.000757t + 0.0140z_1 + 0.0000045p^2 +$ 

 $+0,00000191pt - 0,0000265pz_1 + 0,00000279t^2 + 0,000166tz_1 + 0,0025z_1^2;$ 

III класс:

 $-0,0007pz_1 + 0,00000673t^2 + 0,00033z_1t + 0,00487z_1^2;$ 

IV класс:

 $\rho_r = 0.8209 - 0.00486p + 0.001332t + 0.00000421p^2 + 0.00000335t +$ 

 $+0,003698z_1^2 + 0,034505z_1 + 0,00000306pt + 0,000227z_1t.$ 

# 4.2. МЕТОДЫ РАСПОЗНАВАНИЯ ТИПА ЗАЛЕЖИ

Газоконденсатные месторождения могут находиться в пласте в виде изолированной залежи, залежи с нефтяной оторочкой или представлены газовой шапкой нефтяного месторождения. Тип вскрытой залежи в значительной степени определяет метод ее дальнейшей разработки. Существующие методы оценки типа залежи либо недостаточно точны, либо требуют большого объема поисковых исследований. Для определения типа залежи предлагается использовать методы распознавания образов и классификации объектов.

Алгоритм, лежащий в основе методов распознавания образов, состоит из обучения и распознавания. В процессе обучения осуществляется последовательное предъявление объекта с указанием класса, к какому он принадлежит. Такое указание должно быть достоверно правильным. Задача распознавания сводится к нахождению решающего правила, в соответствии с которым рассматриваемый новый объект можно отнести к одному из заданных классов.

Разделяющую функцию можно определить как параметрическими методами, для чего необходимо знание законов распределения, так и непараметрическими, базирующимися лишь на совокупности векторов состояний объектов, не требующих знания параметров распределения.

В зависимости от определения разделяющей функции, процесса принятия решения методы распознавания образов можно условно подразделить на:

а) параметрические;

б) непараметрические;

в) оптимальной классификации.

В настоящем разделе будут рассмотрены непараметрические методы для распознавания типа залежи.

#### МЕТОД ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ФУНКЦИЙ

К непараметрическим методам статистики относится метод потенциальных функций, с помощью которого успешно решаются задачи статистической обработки многомерных массивов, автоматической классификации объектов.

В качестве потенциальной функции рассмотрим функцию вида:

$$f = \sum_{j=1}^{n} e^{-\alpha \left[\sum_{i=1}^{n} (x_i^* - x_j)^2\right]},$$
(4.1)

где  $\alpha$  — масштабный коэффициент;  $x_j$  — выбираемые признаки для месторождений, относящихся к данному классу и включенных в «обучение»;  $x_i^*$  — те же признаки для месторождений класса, который необходимо определить («экзаменующиеся» месторождения); n — число месторождений, вошедших в «обучение» для данного класса; m — число признаков, выбранных для классификации данного месторождения.

Пример. Рассмотрим расчет методом потенциальных функций с использованием двух признаков, характеризующих состав пластовой системы:  $C_{5+}$  и  $p_{n,n}$ .

Было рассмотрено 59 месторождений: 29 месторождений с нефтяной оторочкой; 30 — без нефтяной оторочки. В «обучение» было взято четыре случайных месторождения каждого класса (класс A — с нефтяной оторочкой и класс В — без нефтяной оторочки). Исходные данные, характеризующие месторождения, взятые в «обучение», и нормированные значения их величин представлены в табл. 4.3.

В табл. 4.4 приведены значения функций f(A) и f(B). Как видно из таблицы, ошибочно распознаны только три месторождения, что составляет примерно 5 %.

Содержание С<sub>5+</sub> в пластовой системе для месторождений Западной Сибири можно определить из выражения

$$C_{5+} = 0.6 + 0.012469q - 0.000006q^2,$$
(4.2)

где q — конденсатный фактор при давлении максимальной конденсации и температуре t = 20 °C, г/м<sup>3</sup>.

Класс А				Класс В				
, p	p <sub>n</sub>	C <sub>5+</sub>	C <sup>H</sup> <sub>5+</sub>	р	<i>p</i> <sub>11</sub>	C <sub>5</sub> ,	C <sup>#</sup> 5+	
38,7	+0,424	12,7	+0,686	12,5	-0,960	1,3	+0,971	
41,6	+1,107	14	+1,031	24	+0,493	0,4	-1,360	
31,7	-1,225	7	-0,829	14,6	-0,695	0,9	-0,965	
35,6	-0,306	6,8	-0,882	29,3	+1,163	1,1	+0,453	
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		10,12	$\overline{x} = 201$		$\overline{x} = 0,925$			
		3,762	$\sigma = 79,13$		$\sigma = 0,386$			

Таблица 4.3

Таблица 4.4

Клас	cc A	Кла	cc B	Кла	cc A	Кла	cc B
<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> (A)	<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> ( <i>A</i> )	<i>f</i> ( <i>A</i> )
3,61040 3,36546 3,37750 3,57310 3,11066 2,63397 1,51269 3,56544 1,21698 2,65428 2,65428 2,60623 2,21314 3,54906 3,26926	3,61040 3,36546 3,37750 3,57310 3,11066 2,63397 1,51269 3,56544 1,21698 2,65428 2,65428 2,60623 2,21314 3,54906 3,26926	0,67307 1,86507 0,84387 2,52053 1,69289 2,40256 0,06201 2,73536 1,89958 2,61113 0,83508 2,66191 1,92992 2,67628	3,41789 3,37253 3,63174 3,44703 3,66672 3,52637 3,63561 3,30186 3,46934 2,46934 3,42935 3,02341 3,66268 2,42337	3,17769 0,82028 2,64713 2,59622 2,19481 0,72263 2,71563 2,77505 2,75274 2,72002 3,01889 2,16105 0,50894 3,25108	$\begin{array}{c} 0,45566\\ 0,00554\\ 0,33085\\ 0,59020\\ 0,00095\\ 3,44257\\ 1,74610\\ 1,57387\\ 2,05433\\ 0,11458\\ 1,74082\\ 0,93567\\ 0,00010\\ 0,04215 \end{array}$	$\begin{array}{c} 1,32255\\ 1,03237\\ 0,54794\\ 0,40906\\ 0,95993\\ 2,08734\\ 1,31683\\ 2,41608\\ 2,20221\\ 0,87541\\ 1,89697\\ 1,08220\\ 0,84387\\ 0,54375 \end{array}$	3,40456 3,47602 3,30167 3,27276 3,24290 3,07235 3,55282 3,49732 4,52549 3,39832 2,90117 3,68072 3,63174 3,46363

Таким образом, предлагаемый метод избавляет от трудоемкого процесса определения состава добываемой системы и на основе лишь промыслового замера конденсатного фактора позволяет оценить тип газоконденсатного месторождения. Его можно принять как экспресс-метод для прогнозирования типа газоконденсатной залежи.

# СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПА МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ И ДИСКРИМИНАНТНЫХ ФУНКЦИЙ

В данном разделе решается задача классификации объектов методом главных компонент и дискриминантных функций. Для этого были рассмотрены месторождения трех типов: газоконденсатные с нефтяной оторочкой, газоконденсатные без нефтяной оторочки и газовые шапки газоконденсатных месторождений.

Для нас представляют интерес главные компоненты с большими дисперсиями. На долю первой главной компоненты приходится  $4,609 \cdot 100/8 = 57$  %, на долю второй —  $1,357 \cdot 100/8 = 17$  %, третьей —  $1,088 \cdot 100/8 = 14$  %, четвертой —  $1,039 \cdot 100/8 = 5$  %.

Таким образом, на долю первых четырех компонент приходится 93 % изменчивости, а на остальные четыре компоненты — всего 7 %, что дает возможность при классификации месторождений оперировать не 8—10 признаками, а ограничиться только четырьмя главными компонентами, которые определяются по следующим уравнениям:

$$z_{1} = 0,00168p_{n\pi} + 0,0105t_{n\pi} - 0,049C_{1} + 0,118C_{2} + 0,28C_{3} + 0,467C_{4} + 0,141C_{5+Bbccute} + 0,00368C_{1}/(C_{5+Bbccute});$$

$$z_{2} = 0,00604p_{n\pi} - 0,00685t_{n\pi} - 0,0189C_{1} - 0,0755C_{2} + 0,285C_{3} + 0,367C_{4} - 0,0922C_{5+Bbccute} + 0,0061C_{1}/(C_{5+Bbccute});$$

$$z_{3} = -0,00202p_{n\pi} + 0,0199t_{n\pi} - 0,0985C_{1} + 0,0985C_{2} + 0,084C_{3} + 0,381C_{4} + 0,0985C_{5+Bbccute} + 0,0061C_{1}/(C_{5+Bbccute});$$
(4.3)

371

$$z_4 = -0.00404 p_{\pi\pi} + 0.0489 t_{\pi\pi} - 0.018 C_1 + 0.1055 C_2 - 0.1067 C_3 - 0.682 C_4 - 0.0315 C_{5+BMCLUBR} - 0.007 C_1 / (C_{5+BMCLUBR});$$

По главным компонентам все месторождения, взятые в «обучение», были разбиты на три класса: газоконденсатные месторождения без нефтяной оторочки, газоконденсатные месторождения с нефтяной оторочкой и нефтяные с газовой шапкой. Следовательно, априорная информация, которой мы располагали вначале, полностью подтверждена методом главных компонент.

После того как разделили все месторождения на три группы, необходимо решить задачу отнесения некоторого нового объекта к одной из этих групп. Такую классификацию называют задачей дискриминантного анализа. Она сводится к построению решающего правила, которое позволяет относить объект к одной из совокупностей, когда заранее неизвестно, к какой из них он принадлежит.

Методом дискриминантных функций были получены следующие решающие функции:

$$b_{12}(z) = 3,43z_1 - 9,93z_2 + 0,59z_3 + 6,09z_4;$$
  

$$b_{13}(z) = -2,20z_1 - 3,68z_2 + 6,53z_3 - 3,83z_4;$$
  

$$b_{23}(z) = -5,63z_1 + 6,25z_2 + 5,94z_3 + 2,26z_4.$$
(4.4)

Остальные три решающие функции:

$$b_{12}(z) = -b_{21}(z); \ b_{31}(z) = -b_{13}(z); \ b_{32}(z) = -b_{23}(z).$$

Эти решающие функции сравниваются с порогами:

$$a_{12}(z) = 43; a_{13}(z) = 19; a_{23}(z) = -24.$$

Решение о принадлежности месторождения к одному из трех классов принимают при выполнении следующих условий:

для первого класса

$$b_{12}(z) \leq -43; \ b_{13}(z) \leq 19;$$

для второго класса

$$b_{21}(z) \leq -43; \ b_{23}(z) \leq -24;$$

для третьего класса

$$b_{31}(z) \leq -19; \ b_{32}(z) \leq 24.$$

Порядок проверки нового месторождения следующий.

1. Проводится нормировка признаков по формуле

$$x_i^{\mu} = \frac{2x_1 - (x_{\max} + x_{\min})}{x_{\max} - x_{\min}}.$$
 (4.5)

Минимальные и максимальные значения признаков приведены ниже.

Признак	$p_{n\pi}$	$t_{\mu_A}$	$C_{\rm f}$	$C_2$	$C_3$	C4	$C_{51}$	$C_{1}/C_{5}$
$x_{i \max}$	64	158	97,3	13,8	6,9	3,5	14	311
$x_{i \min}$	9	23	53,9	0,53	0,38	0,2	0,3	2,32

2. Определяют главные компоненты z<sub>1</sub>, z<sub>2</sub>, z<sub>3</sub>, z<sub>4</sub> по формулам (4.3).

3. Значения главных компонент  $z_1$ ,  $z_2$ ,  $z_3$ ,  $z_4$  подставляют в уравнение (4.4) для определения  $b_{12}(z)$ ,  $b_{13}(z)$ ,  $b_{23}(z)$ .

		Интервал				Тип место	рождения
№ п/п	Экзаменуемое ме- сторождение	перфорации, м	b <sub>12</sub>	b <sub>13</sub>	b <sub>23</sub>	по методу рас- познавания образов	по данным Главтюменгео- логии
1	Надымское	2811-2823	56,63	14,19	-39,88	Оторочка	
2	Заполярное	2705-2714	52,65	21,72	-27,80	•	-
3	*	3070-3084	52,68	18,34	-31,87	*	Конденсат
4	*	2757-2773	55,98	21,79	-30,85	*	Оторочка
5	Надымское	3058-3071	55,72	8,18	-44,96	*	} -
6	Пеляткинское	2617-2625	44,42	20,80	-21,17	Шапка	-
7	Варьеганское	2469-2493	58,94	16,85	-37,47	Оторочка	Оторочка
8	Ямбургское	2899-2918	50,29	18,28	-29,39	*	
9	Соленинское	2320-2310	33,13	12,89	-16,72	Конденсат	Конденсат
10	*	2345-2380	35,86	17,99	-15,82	•	*
11	*	2428-2438	37,37	16,83	-18,02	*	•
12	Уренгойское	2772-2792	48,99	18,45	-28,44	Оторочка	Оторочка
13	*	2984-2998	55,06	16,78	-35,49	*	*
14	*	2885-2923	49,16	18,57	-27,96	*	•
15	*	2820-2842	53,52	18,16	-31,79	*	•
16	*	2712-2720	48,62	18,34	-27,20	*	*
17	*	2673-2690	47,68	19,47	-25,58	*	*
18	*	2334-2342	39,25	16,26	-20,35	Конденсат	*
19	*	2800-2778	47,72	15,80	-29,35	Оторочка	*
20	*	2466-2476	42,66	17,57	-22,68	Конденсат	Конденсат
21	*	2692-2687	48,26	18,02	-27,77	Оторочка	*
22	*	2893-2898	50,62	17,52	-30,79	*	*
23	<pre></pre>	2710-2738	47,54	16,98	-28,34	*	*
24	Медвежье	2959-2980	54,62	19,43	-32,65	*	•
25	Арктическое	2383-2397	41,90	11,95	-27,26	Конденсат	*

Таблица 4.5

4. Полученные значения  $b_{12}(z)$ ,  $b_{13}(z)$  и  $b_{23}(z)$  сравниваются с соответствующими порогами  $a_{12}(z)$ ,  $a_{13}(z)$  и  $a_{23}(z)$  с учетом знака.

5. Объект относится к той группе, в которой реализуются необходимые условия.

6. Если ни одно из условий не выполняется, то объект не распознается.

Таким образом, совместное использование методов классификации и дискриминантных функций для нахождения решающего правила при установлении типа залежи дает возможность определить пороги, пользуясь которыми, можно простым арифметическим действием прогнозировать тип залежи с достаточной достоверностью.

Значения решающих функций и результаты определения типа месторождения методами распознавания приведены в табл. 4.5.

Как видно из таблицы, тип месторождений, определенный методами распознавания, совпадает с данными Главтюменгеологии.

Следовательно, методы распознавания образов, дающие возможность с достаточной достоверностью определять тип залежи по данным исследования одной или двух разведочных скважин, ускоряют ввод месторождений в эксплуатацию и могут успешно применяться для определения типа месторождений Тюменской области.

### ОЦЕНКА ТИПА ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ КРИТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ДОБЫВАЕМОЙ СМЕСИ

В связи с развитием глубинного бурения оценка типа залежи (газоконденсатная или нефтяная) на основе существующих критериев (плотность жидкости, цвет, газовый фактор и т.д.) явно недостаточна, так как в этой ситуации газоконденсатную залежь легко можно принять за нефтяную, что обусловит соответствующий подход к ее разработке.

При исследовании газоконденсатных и газонефтяных залежей обычно определяется давление начала конденсации или давление насыщения.

Как показали многочисленные исследования [55], для системы с высоким конденсатосодержанием различие в давлениях максимальной конденсации и начала конденсации очень незначительно. Это приводит к тому, что после нарастания объема жидкой фазы по мере увеличения давления наступает момент, когда даже незначительное повышение давления приводит к резкому переходу всей жидкости в газовую фазу, а снижение давления на 1-1,5 МПа – к появлению в смотровом окне бомбы равновесия большого количества жидкости. В этом случае может создаться представление, что достигается давление насыщения. Вместе с тем нельзя с большой достоверностью утверждать, что достигнуто давление начала конденсации.

Объемный метод определения давления насыщения при высоких давлениях может оказаться менее эффективным в связи с большим количеством газа, растворенного в нефти. Для залежей подобного типа, когда экспериментальное определение  $p_{\rm HK}$  и  $p_{\rm Hac}$  затруднено и нельзя точно оценить, какое из этих давлений достигается при пластовой температуре, более достоверный ответ можно получить в результате определения критической температуры добываемой продукции.

Разберем следующие четыре случая.

1. Добывается газоконденсатная смесь без захвата жидкой фазы из пласта. В этом случае давление начала конденсации меньше (при недонасыщенной залежи) или равно пластовому ( $p_{\mathtt{HK}} \leq p_{\mathtt{III}}$ ), критическая температура ниже пластовой, т.е. ( $t_{\mathtt{KP}} < t_{\mathtt{IIII}}$ ).

2. Добывается нефть с растворенным газом. Давление насыщения меньше (при недонасыщенной залежи) или равно пластовому ( $p_{\rm HK} \leq p_{\rm nn}$ ), критическая температура выше пластовой, т.е. ( $t_{\rm Kp} < t_{\rm nn}$ ).

3. Добывается газоконденсатная смесь с примесью нефти. Как известно, даже небольшая примесь нефти приводит к значительному увеличению давления насыщения, но может быть и так, когда  $p_{nk} > p_{nn}$  и  $p_{nk} \le p_{nn}$ . При этом критическая температура остается ниже пластовой ( $t_{kp} \le t_{nn}$ ).

4. Добывается нефть с растворенным газом плюс свободный газ. Увеличение количества газа приводит к возрастанию давления насыщения, т.е. давление насыщения может оказаться выше пластового давления. При недонасыщенной залежи оно может быть меньше  $p_{пл}$ . Следовательно, могут быть следующие ситуации:  $p_{вас} \ge p_{пл}$ ;  $p_{вас} \le p_{пл}$ . Однако критическая температура будет выше пластовой, т.е.  $(t_{кр} > t_{пл})$ .

В последних двух случаях не имеется в виду положение, при котором в газоконденсатной скважине превалирующим окажется захват нефти, для нефтяной — газа. Однако и здесь критическая температура поможет оценить, к какому типу следует отнести добываемую продукцию. Исследования критических температур систем, составленных из различных нефтей, с разными содержаниями конденсата и массовыми содержаниями нефти в системе, результаты

Таблица 4.6

		Массовая доля нефти при $q_{\kappa}/q_{r}$									
ρ <sub>и</sub> , г/см <sup>3</sup>		0,178			0						
	A	В	С	A	В	С					
0,7864 0,8050 0,8250 0,8452 0,8565 0,8700 0,8780	0,465 0,500 0,538 0,580 0,611 0,615 0,612	0,525 0,545 0,568 0,592 0,604 0,618 0,614	0,565 0,570 0,588 0,600 0,606 0,628 0,616	0,534 0,560 0,582 0,610 0,624 0,627 0,660	0,600 0,608 0,616 0,622 0,627 0,640 0,660	0,640 0,638 0,632 0,630 0,630 0,642 0,660					
Приме	ечание. Темп	ература, °С: А	- 40; B - 10	00; C - 140.							

которых приведены в табл. 4.6, позволили предложить уравнения для определения критических температур систем газ — жидкость с плотностью  $\rho = 0.7864 \pm 0.8450$  г/см<sup>3</sup>. Поскольку в добываемой продукции невозможно разграничить конденсат и нефть, уравнение было составлено на основании данных по  $q_{\rm K}/q_{\rm r}$ .

 $t_{\rm kp} = -511364,02 + 1294058,8p - 819475,03p^2 + (815133,05 -$ 

 $-2062262,56p+1305947p^2)q$ .

Здесь q – массовая доля жидкости в системе;  $\rho$  – плотность этой жидкости, г/см<sup>3</sup>.

Пример. Пусть конденсатный фактор продукции скважины q = 1200 г/м<sup>3</sup>; плотность конденсата  $\rho = 0.825$  г/см<sup>3</sup>, плотность газа  $\rho = 0.72$  г/м<sup>3</sup>;  $t_{n\pi} = 70$  °C.

Тогда  $q = 1200/(1200 + 720) = 1200/1900 = 0,625; t_{кp} = 122$  °C. Так как  $t_{\kappa p} > t_{пл}$ , следовательно, в пластовых условиях продукция представляет собой жидкую фазу.

При q = 800 г/см<sup>3</sup>,  $\rho = 0,525$  г/см<sup>3</sup> и  $t_{\rm kp} = -164$  °C, т.е.  $t_{\rm kp} < t_{\rm пл}$ , в пластовых условиях продукция представляет собой газовую фазу. Поскольку возможность установки ограничена температурными пределами 30–150 °C, уравнение для критических температур следует ограничить этими пределами. Если по уравнению получается температура ниже 30 или выше 150 °C, то определение точного ее значения не может быть гарантировано. Можно лишь сказать, что  $t_{\rm kp}$  больше 30 или меньше 150 °C.

# ОЦЕНКА ТИПА ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТНОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ

До настоящего времени не имеется строго обоснованного разграничения месторождений на нефтяные с газовой шапкой и газоконденсатные с нефтяной оторочкой. Обычно в качестве критерия для разграничения применяются экономические факторы, т.е. рациональнее ли извлекать нефть, теряя при этом конденсат, но сохранив энергию газовой шапки, или же, наоборот, извлекать конденсат и газ, частично теряя нефть.

Если разница в величинах объектов нефтяной и газовой частей залежи значительная, то оценка типа залежи не вызывает затруднений. Когда экономические оценки при рассмотрении разработки нефтяной или газовой частей близки, отнести залежь к тому или иному типу бывает затруднительно. Помимо

Таблица 4.7

			Macco	овое содержа	ние, %		Разгон	Разгонка на аппа	
Проба	р, г/см <sup>3</sup>	µ, усл. ед.	СИЛИКА- Гелевой Смолы	афальтенов	парафинов	нк	100	150	
1* 2 3 4 5 6	0,7685 0,7564 0,8565 0,8452 0,8709 0,888	130 124,84 214,33 210,14 205,62 250,72	- 6,68 6,61 11,74 9,80	- 0,68 Следы 0,9 2,50		35 61 50 69 74 56	43,5 4,13 3,79 4,31 2,15 2,50	55,50 43,90 12,84 16,89 11,75 7,6	

этого надо отметить, что экономическая оценка часто зависит от конъюнктуры, складывающейся из потребностей народного хозяйства в газе или же в нефти.

В последнее время находят большое применение статистические методы оценки залежи, основанные на методах распознавания образов, предусматривающих «обучение» на известных месторождениях и распознавание предъявляемых месторождений. Однако «обучение» в основном проводится исходя из тех же экономических факторов.

В данном разделе предлагается оценить тип месторождений нефтяного с газовой шапкой, обладающей газоконденсатными свойствами, или газоконденсатного с нефтяной оторочкой на основе определения критического состава системы.

Остановимся вначале на тех состояниях, в которых могут находиться газонефтяные системы в пластовых условиях.

На рис. 4.1 показано два типа залежей: a — пластовая температура выше критической  $t_{n\pi} > t_{\kappa p}$ ;  $\delta$  — пластовая температура ниже критической  $t_{n\pi} < t_{\kappa p}$ . Критические давления в обоих случаях выше пластового. Первая система при дальнейшем сжатии ( $t_{n\pi}$  = const) способна перейти в газовое состояние, вторая может достигнуть давления насыщения. В связи с этим месторождение первого типа при  $t_{n\pi} > t_{\kappa p}$  можно отнести к газоконденсатному с нефтяной оторочкой, месторождение второго типа при  $t_{n\pi} > t_{\kappa p} - \kappa$  нефтяному месторождению с га-



Рис. 4.1. Фазовые днаграммы пластовой смеси:  $a - t_{nn} > t_{kp}; \, \delta - t_{nn} < t_{kp}$ 

ате Гадаск	ина, °С			Групповой	Групповой состав фракций до 300 °С			
200	250	300	КК	арома- тичес- кая	нафтеновая	парафиновая		
73,50 76,65 22,31 26,97 19,07 12	81 97,05 30,91 39,82 25,98 17,4	86,0 98,8 46,1 48,8 38,8 27,4	330-98,5 	22,48 17,48 6,68 12,40 13,43 30,63	24,72 65,60 0,68 28,78 49,24 38,29	52,8 16,92 1,31 58,82 37,33 31,05		

Таблица 4.8

					gu	•кр					
ρ <sub>1</sub> , г/см <sup>3</sup>	t <sub>кр</sub> , °С	$q_{\kappa}/q_{r}$ =	- 0,588	$q_{\kappa}/q_{r} =$	• 0,269	$q_{\kappa}/q_{r}$ =	= 0,178	$q_{\kappa}/q_{r}=0$			
		Экспе- римент	Расчет	Экспе- римент	Расчет	Экспе- римент	Расчет	Экспе- римент	Расчет		
0,888	40 100 140	0,499 0,501 0,503	0,500	0,586 0,588 0,590	0,587	0,612 0,614 0,616	0,612	0,660	0,660		
0,880	-		0,540	-	0,600	-	0,617		0,651		
0,870	40 100 140	0,562 0,564 0,566	0,566	0,606 0,609 0,611	0,606	0,615 0,618 0,620	0,617	0,637 0,640 0,642	0,639		
0,860	-	-	0,563		0,590	-	0,609	-	0,628		
0,8565	40 100 140	0,556 0,559 0,562	0,577	0,592 0,595 0,598	0,593	0,601 0,604 0,606	0,604	0,624 0,627 0,630	0,624		
0,850	-	-	0,535	-	0,579	-	0,592	-	0,616		
0,8452	40 100 140	0,512 0,524 0,532	0,510	0,565 0,577 0,585	0,565	0,580 0592 0,600	0,580	0,610 0,622 0,630	0,611		
0,825	40 100 140	0,430 0,460 0,480	_	0,515 0,545 0,565	-	0,538 0,568 0,588	-	0,582 0,616 0,632			
0,805	40 100 140	0,360 0,407 0,430	-	0,470 0,510 0,540	-	0,500 0,545 0,570	_	0,560 0,608 0,638			
0,7864	40 100 140	0,290 0,350 0,390	-	0,423 0,483 0,523	-	0,465 0,525 0,565	-	0,534 0,600 0,640			
Пр	имечаны	ie. ρ <sub>1</sub> – π <i>3</i>	ютность к	онденсата.			•	•			

зовой шапкой. Таким образом, все сводится к оценке критической температуры и сравнению ее с пластовой.

Для этого были проведены экспериментальные исследования критических температур ряда нефтей, характеристики которых приведены в табл. 4.7. Для составления газоконденсатной системы применялся конденсат (см. табл. 4.7) и сепарированный газ следующего состава:  $C_1 = 96,30$ ;  $C_2 = 2,28$ ;  $C_3 = 0,72$ ;  $C_4 = 0,36$ ;  $C_{5+} = 0,34$ . Изменение соотношения конденсата и газа ( $q_{\kappa}/q_{r}$ ) использованное для экспериментов, приведено в табл. 4.8.

Эксперименты проводились на установке УГК-4 с рабочими параметрами p = 10 МПа и t = 150 °C.

# 4.3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

### ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГРУППОВОГО УЧЕТА АРГУМЕНТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ

Давление начала конденсации газоконденсатных систем является одним из необходимых параметров при разработке газоконденсатных месторождений. На проектной стадии  $p_{\rm нк}$  используется для планирования момента перехода от режима истощения к режиму поддержания пластового давления, а также для расчетов сайклинг-процесса. При разработке месторождений на истощение  $p_{\rm нк}$  газовой фазы в пласте непрерывно изменяется и соответствует текущему пластовому давлению. В этом случае определение  $p_{\rm нк}$  выносимой из скважины смеси одновременно означает определение текущего пластового давления. Этим приемом оценки пластового давления рекомендуется пользоваться в случаях, когда закрытие скважины невозможно (например, при опасности аварии в скважине из-за высокого пластового давления).

В настоящее время  $p_{\rm HK}$  определяется экспериментально в бомбах PVT. Однако это не всегда возможно, в связи с чем целесообразно получить математическую модель для определения  $p_{\rm HK}$  в зависимости от следующих признаков. Выявим связь между  $p_{\rm HK}$  и факторами, характеризующими температуру *t*, состав смеси ( $C_1-C_{5+}$ ), свойства жидкой фазы ( $\mu_{\rm K}$ ,  $\rho_{\rm K}$ ) и условия сепарации при отборе проб ( $p_{\rm c}$  и *t*). Анализ погрешностей определения указанных аргументов показал, что прогнозирование  $p_{\rm HK}$  в рамках адаптационной модели возможно с точностью 5 %, что сопоставимо с точностью экспериментального определения  $p_{\rm HK}$ . Нижняя оценка последнего составляет  $\approx 3$  %.

Для синтеза математической модели используем метод группового учета аргументов. В известных методах построения аналитической зависимости между входной и выходными величинами эксперимент используется лишь для оценки коэффициентов, а решение остальных задач возлагается на самого исследователя. Метод группового учета аргументов позволяет на основании малой выборки экспериментальных данных объективно выбрать вид аппроксимирующей функции. При этом исходная экспериментальная выборка делится на обучающую и проверочную последовательности.

Обучающая последовательность используется в регрессивном анализе для оптимизации оценок коэффициентов уравнения при помощи критерия минимума средней квадратической погрешности. Проверочная последовательность служит для выбора числа членов и конструкции уравнения путем минимизации критерия селекции. В процессе применения МГУА многорядная селекция обеспечивает попадание в уравнение наиболее связанных с  $p_{\rm нк}$  признаков.

При обработке экспериментальных данных по месторождениям Тюменской области и Азербайджана на ЭВМ «Минск-32» методом группового учета аргументов было получено следующее уравнение для прогнозирования *p*<sub>нк</sub>:

$$p_{\rm HK} = 42, 4 \frac{6131}{\mu_{\rm K} p_{\rm c}} + \left(\frac{t}{C_3 \mu_{\rm K} p_{\rm c}}\right) \left[160, 5C_3 + 0,928(t_3 + 50)C_2 - \frac{1}{2}\right]$$

$$-\frac{1}{(C_{5+})\mu_{\kappa}\rho_{\kappa}}\left[\left(433,2+\frac{14260}{\mu_{\kappa}\rho_{\kappa}^{3}}+\frac{5588}{\mu_{\kappa}\rho_{\kappa}^{6}}\right)\right].$$
(4.6)

Погрешность расчета по данному уравнению достигает 5 % как на исходных данных, так и для проверочной выборки.

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ *р*<sub>нк</sub> ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Результаты многих экспериментальных исследований иллюстрируют влияние пористой среды на термодинамические характеристики газоконденсатных смесей в пористой среде. Имеются и попытки изучения механизма влияния пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных смесей. При этом выдвигаются предположения о роли кривизны поверхности поровых каналов и массообмене между объемной фазой и сорбционной пленкой.

В некоторых исследованиях отрицается влияние пористой среды на термодинамические характеристики газоконденсатных смесей. Основными причинами, приведшими к разделению мнений, следует считать: отсутствие надежной и точной методики определения  $p_{\rm нк}$  газоконденсатных смесей в пористой среде; нарушение принципов физического моделирования при изготовлении модели пористой среды, насыщенной углеводородной смесью, а также невыдерживание равновесных темпов истощения модели.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ *р*<sub>нк</sub> — ЗАДАЧА ИДЕНТИФИКАЦИИ

Неразрушающие методы исследования (ультразвуковой, электрический и т.д.), основанные на взаимодействии различных видов электромагнитных и акустических колебаний с исследуемым объектом, наряду с достоинствами (высокая чувствительность и быстродействие) имеют и недостатки: необходимость сложной аппаратуры, побочное влияние энергии излучения на изучаемый процесс. Эффект влияния акустического воздействия на характеристики углеводородных смесей обнаружен экспериментально. Для определения *р*<sub>нк</sub> служит и хроматографический метод анализа выпускаемой смеси. Наряду с трудоемкостью частных анализов появляется сложность предотвращения выпадения тяжелых углеводородов в тракте узел отбора проб — хроматограф.

Так как любые граничные и внутренние изменения в объекте (в том числе и выпадение конденсата) отражаются на термодинамических параметрах, p, V, T, то последние могут выступать в качестве индикаторов состояния исследуемого объекта. В такой ситуации оправдана задача определения  $p_{\rm HK}$  по косвенным измерениям некоторого термодинамического параметра, доступного наблюдению при истощении модели пласта. Несложная методика проведения эксперимента и доступность применяемых приборов делают наиболее предпочтительным (для решения поставленной задачи) использование давления, на изменении которого также отражается выпадение конденсата. Задача определения  $p_{\rm HK}$ по последовательности значений параметра p, измеренных в определенные моменты протекания процесса, ставится следующим образом: давление начала конденсации делит весь процесс истощения на две части: а) при  $p > p_{\rm HK}$  процесс характеризуется отсутствием выпавшей жидкости в системе; б) при  $p < p_{\rm HK}$  процесс характеризуется ее наличием. Процесс качественного изменения системы происходит непрерывно, поэтому для решения поставленной задачи множество состояний системы разбивается на два класса — однофазное и двухфазное состояние. Граница между этими классами на зависимости p = F(t) должна отражаться некоторой граничной точкой, и цель заключается в установлении ее координаты.

### ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКОГО ДИФФЕРЕНЦИРОВАНИЯ

При непосредственном анализе ряда последовательных значений давлений, измеренных в процессе истощения модели пласта, четкого перегиба, соответствующего  $p_{\rm nk}$ , не наблюдается. Особенно это относится, как показывает опыт, к случаю исследования смесей с малым потенциальным содержанием тяжелых компонентов. То, что качественного изменения объекта непосредственно по измеренным значениям p не обнаруживается, объясняется наложением на полезный сигнал ошибок измерения и случайных помех.

Измененный ряд значений давления анализируется методами теории случайных функций.

Функции  $X^{I_nI}(t)$  информативнее, чем исходные зависимости X(t), и могут выступать в качестве математических моделей процесса дифференциальной конденсации газоконденсатных смесей в пористой среде, позволяющих определить граничную точку, т.е. границу между однофазным и двухфазным состоянием смеси в объекте.

### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Для проведения экспериментов по определению  $p_{\rm Hx}$  газоконденсатных смесей на моделях пласта используется установка (рис. 4.2), состоящая из бомбы PVT 8, однопоршневой бомбы с выводом штока объемом 800 см<sup>3</sup> на рабочее давление 50 МПа 4, модели пласта 7, насосной установки 12, дожимного устройства 2, образцовых манометров 5, манифольдов 11, кожухов для термостатирования бомбы и модели пласта 3, бачка для гликоля 10, баллона с природным газом 1, термостата 6 и измерительного пресса, служащего для заправки проб газоконденсатной смеси. Для определения давления внутри бомбы к верхнему вентилю через поршневой разделитель 9 присоединяется образцовый манометр.

Подготовительный этап эксперимента включает приготовление рекомбинированных проб из природного газа и конденсата в бомбах, изготовление модели пласта и насыщение последней углеводородной смесью.

Изготовление модели пласта, которая характеризовала бы продуктивные горизонты конкретного газоконденсатного месторождения, связано с предотвращением «проскальзывания» газа в месте соприкосновения кернов и стальной оболочки модели, сохранением связанной воды в керне, созданием горного



Рис. 4.2. Принципиальная схема установки для исследования p<sub>як</sub> газоконденсатных систем в пористой среде

давления и др. С учетом иллюстративности приводимой методики определения  $p_{\rm HK}$  в пористой среде были использованы насыпные модели пласта. В качестве последней бралась тщательно перемешанная и высушенная смесь из различных фракций кварцевого песка и промолотой бентонитовой глины. За оболочку модели был взят стальной цилиндр ( $d_{\rm B}$  = 35 мм, l = 700 мм), внутренняя поверхность которого для предотвращения «проскальзывания» газа была покрыта последовательно слоем клея БФ-2 и слоем песка. Заполнение пористой среды модели осуществляется вибрационной трамбовкой и периодическими ударами молотком. По мере трамбовки в оболочку добавляются новые порции глинопесчаной смеси. После окончания трамбовки и ввинчивания фланцев оболочки до упора определяются пористость и проницаемость полученной указанным способом модели пласта.

Одно из требований, предъявляемых к экспериментам на моделях пласта, — получение равновесной насыщенности порового пространства исследуемой газоконденсатной смесью и идентичности состава пробы в бомбе PVT и модели пласта.

Применяется следующая схема насыщения модели пласта газоконденсатной смесью. В бомбах 4 и 8 (см. рис. 4.2) приготавливаются пробы газоконденсатной смеси в таком количестве, что до начала прокачки в бомбе 8 объем пробы (при давлении p<sub>1</sub>, превышающем p<sub>ик</sub> исследуемой смеси в бомбе на выбранную величину) был равен примерно двум-трем объемам порового пространства модели пласта. Одновременно объем пробы в бомбе 8 выбирается равным двумтрем объемам пор модели пласта. Бомба 8, предварительно отвакуумированная, заполняется природным газом давления р<sub>1</sub>. Конденсат, объем которого рассчитан по объему пор модели пласта, заправляется в бомбу 8. После этого при поддержании давления в системе газоконденсатной смесью из бомбы 4 природный газ при давлении  $p_1 > p_{вк}$  вытесняется в бомбу 8; проба в последней размешивается. Для получения термодинамического равновесия между скелетом пористой среды и газоконденсатной смесью требуется время. Поэтому прокачка смеси из одной бомбы в другую при неизменном давлении p<sub>1</sub> в системе продолжается в течение 5-6 ч. В общей сложности через модель пласта достаточно прогнать смесь в объеме, равном 15-20 объемам пор. Следует отметить, что эффективность такого способа насыщения модели пласта газоконденсатной смесью была проверена сравнением хроматографических анализов выпусков из бомбы и модели пласта.

В конце прокачек бомба PVT 8 и модель пласта (в обеих давление сохраняется на уровне давления  $p_1$ , принятого при прокачке) отсоединяются от системы. В бомбе PVT 8 визуально определяется  $p_{\rm нк}$  полученной смеси, которое в дальнейшем используется при идентификации начала конденсации по фиксируемой в процессе истощения бомбы PVT косвенной зависимости p = F(t).

После насыщения модели пласта углеводородной смесью начинается основной этап эксперимента, т.е. истощение системы. Параллельно (независимо друг от друга) за счет выпуска смеси снижается давление в бомбе и модели пласта от  $p_1 > p_{\rm нк}$  до давления максимальной конденсации. При этом обе системы должны термостатироваться.

Истощение можно реализовать двумя способами. В первом случае при выпуске смеси из системы степень открытия игольчатого вентиля не изменяется, т.е. диаметр штуцера выдерживается постоянным. Это делается с целью закрепления граничных условий, что позволяет считать перегибы на зависимости p = p(t) следствием внутренних изменений в системе. В процессе выпуска давление в системе регулярно фиксируется через равные интервалы времени. В другом варианте истощения можно не ограничиваться выдерживанием постоянного диаметра штуцера и при необходимости регулировать скорость выпуска смеси из системы. В таком случае необходимо замерять давление в системе не через равные интервалы времени, а через интервалы изменения объема выпущенного «сухого» газа, когда легче реализовать более медленные темпы снижения давления (необходимые для обеспечения равновесного состояния при выпуске) путем периодических установок, что необходимо при постановке лабораторных экспериментов.

Конечный результат описанного эксперимента —  $p_{\text{нк}}$ , определенное до начала истощения визуально в бомбе PVT, и зависимости p = p(t) для бомбы и модели пласта, полученные при истощении последних независимо друг от друга.

Для иллюстрации эффективности обработки зависимости давления в системе от времени для определения  $p_{\rm нк}$  приводится результат одного из серии проведенных экспериментов. Бомба PVT и модель пласта (высушенная глинопесчаная смесь с содержанием глины 30 %) после прокачки содержали газоконденсатную смесь — рекомбинацию природного газа с составом, молярные доли:  $C_1 = 0,936$ ;  $C_2 = 0,396$ ;  $C_3 = 0,087$ ;  $C_{5+} = 0,0036$ ;  $CO_2 = 0,007$  и н-гептана при q == 1500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> с p<sub>нк</sub> = 22,4 МПа). Последнее было определено до начала истощения визуально при температуре 20 °C. По изложенной методике были получены зависимости p = p(t) для модели пласта и бомбы. Причем для удобства. из-за того что для измерения давления использовался не регистрирующий прибор, а показывающий образцовый манометр, регулярно фиксировалось время, истекшее от начала истощения, через равные интервалы снижения давления в системе (в соответствии с делениями по шкале манометра). При этом случайной функцией являлось время t, а аргументом давление p. Следовательно, можно отметить, что на зависимости t = t(p) даже для бомбы PVT не обнаруживается четкого излома, соответствующего р<sub>ик</sub>. Перегибы на производных зависимости t = t(p) для бомбы совпадают с визуально определенным  $p_{HK} = 22,4$  МПа, что позволяет идентифицировать давление начала конденсации. Давление начала конденсации в модели пласта, определенное по перегибу производных, на 1,5 МПа больше, чем в бомбе, что говорит о влиянии пористой среды.

# 4.4. ВЛИЯНИЕ НЕРАВНОВЕСНОСТИ НА ПРОЦЕСС ВЫДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА ИЗ ГАЗА

Изменение с конечной скоростью параметров состояния газоконденсатной смеси приводит к нарушению равновесия между фазами. Например, при снижении давления газоконденсатной смеси, движущейся к забою скважины, газовая фаза становится перенасыщенной парами конденсата. При этом количество жидкой неравновесной фазы на каждом этапе снижения давления зависит от темпа этого снижения.

Для изучения указанной зависимости были проведены экспериментальные исследования. Схема установки показана на рис. 4.3. В бомбе PVT-7 составлялась газоконденсатная смесь, имевшая давление однофазного состояния  $p_{\rm H}$  = 392 МПа. В процессе эксперимента объем бомбы и температура оставались неизменными  $V_6$  = 224,36 см<sup>3</sup>, T = 353 К.

Первоначально, без смешивания смеси, в течении времени  $t_{\kappa}$  производился выпуск газовой фазы с равномерным ее расходом Q. При этом давление в бомбе снижалось от  $p_{\mu} = 200$  ат со скоростью:



Рис. 4.3. Схема экспериментальной установки: 1 — бомба; 2 — глазок; 3 — контейнер жидкости; 4 — пресс для загрузки жидкости; 5 — контейнер с газом; 6 — газовые часы; 7 — шток поршня; 8, 9 — манифольды; 10 — насос; 11 — поршни; 12 вентиль

$$\omega = (p_{\rm H} - p_{\rm K})/t_{\rm K}.$$

После измерения объема выпавшего конденсата  $V_*$  смесь перемешивалась до установления равновесного состояния, характеризуемого давлением  $p_*^*$  и объемом жидкой фазы  $V_*^*$ .

Результаты опытов сведены в табл. 4.9, из которой видно, что относительный объем конденсата  $\beta_{\kappa}$ , выпавшего в процессе снижения давления, существенно зависит от  $\omega$ .

Обозначим буквами  $v(\omega, p)$  и v(0, p) среднее по объему бомбы соответственно неравновесное и равновесное содержание конденсата в газе.

Движущей силой диффузии растворенного конденсата к каплям является разность содержаний растворенного конденсата посредине между каплями (равного приблизительно v) и на поверхности капель [равного  $v_p(p)$ ].

Теоретически изменение v во времени пропорционально движущей силе:

$$(d\nu/dt) = -n(\nu - \nu_{\rm p}). \tag{4.8}$$

Размерность величины *n* должна быть пропорциональна отношению коэффициента диффузии *D* к квадрату расстояния между каплями *r*:

$$n \approx D/r^2. \tag{4.9}$$

Ограничившись получением менее точных результатов, примем, что величина *n* постоянна.

Согласно исследованиям профессора К.В. Покровского,

$$v_{\rm p}(p) = A(p - p_{\rm l}),$$
 (4.10)

где A и  $p_1$  – постоянные для данной температуры.

Подставляя (4.10) в (4.8), получаем уравнение

$$(d\nu/d\tau) + \nu = A[p(\tau) - p_1], \qquad (4.11)$$

$$\tau = nt. \tag{4.12}$$

Начальное условие для уравнения (4.11) запишется как

$$\tau = 0, \ p = p_{\mu}, \ v = v_{p} = A(p_{\mu} - p_{1}).$$
 (4.13)

Решение уравнения (4.11) с начальным условием (4.13) имеет вид

$$\mathbf{v} = A \Big[ p - p_1 - \mathrm{e}^{-\tau} \left( dp(\mu)/d\mu \right) \mathrm{e}^{\mu} d\mu \Big].$$
(4.14)

Номер опыта	<i>Q</i> , л/ч	<i>t</i> <sub>к</sub> , ч	ω, ат/ч	$\beta_{\kappa} = \frac{V_{\star}}{10^{-2}} V_{6},$	$\beta_{\kappa} = \frac{V_{\star}}{10^{-2}} V_{6},$	<i>р</i> к, МПа
1	20	1,222	2,62	2,90	4,73	18,75
2	15	1,625	1,97	3,52	4,86	19,15
3	10	2,45	1,31	3,63	4,93	19,67
4	5	4,90	0,655	4,70	4,98	19,78
5	2	12,3	0,26	5,04	5,04	20,00

Таблица 4.9

Для случая постоянства скорости изменения давления

$$\left(dp(\tau)/d\tau\right) = \text{const} = -(\omega/n) = -(\Delta p/\tau_{\kappa})$$
 (4.15)

имеем

$$\mathbf{v} = A \Big[ p - p_1 + \left( \Delta p / \tau_{\kappa} \right) \Big( 1 - \mathrm{e}^{-\tau} \Big) \Big]$$
(4.16)

или

$$v(\omega, p) = \left\{ p - p_1 + (\omega/n) \left[ 1 - \exp\left(-\left(n\left(p - p_n\right)/\omega\right)\right) \right] \right\}.$$
(4.17)

В частном случае, при  $\omega = 0$  или при *n* равном бесконечности, формула (4.17) вырождается в формулу (4.10) для равновесного содержания конденсата. В другом частном случае, при  $\omega$  равном бесконечности или n = 0, из (4.17) получим

$$\mathbf{v}(\boldsymbol{\omega}, \boldsymbol{p}) = A(\boldsymbol{p} - \boldsymbol{p}_1). \tag{4.18}$$

Формула (4.18) говорит о том, что при бесконечно большой скорости снижения давления содержание конденсата остается равным начальному.

Для определения объема жидкой фазы, осаждающейся в бомбе, составим уравнение материального баланса конденсата

$$d(vV_r) = -d(\beta/a) + vdV_r, \qquad (4.19)$$

где  $V_r$  — объем стабилизированного газа в газовой фазе;  $\beta$  — объем жидкой фазы;  $a(\omega, p)$  — объемный коэффициент конденсата.

В дальнейшем будем приближенно полагать, что a = a(p),

$$V_{\rm r} = ((1-\beta)T_0p)/(f(p)z(p)Tp_0).$$
(4.20)

Для упрощения примем

$$(1-\beta)/[f(p)z(p)] = 1.$$
 (4.21)

Здесь z(p) — коэффициент сжимаемости газовой среды; f(p) — коэффициент увеличения объема газа из-за растворения в нем конденсата.

Тогда из (4.19) с учетом (4.17) можно получить

$$d(\beta/a) = -(T_0 A/T p_0) \{1 - \exp[-(n(p_{_{\rm H}} - p)/\omega)]\} p d p.$$
(4.22)

Возьмем интеграл уравнения (4.22) с пределами: для левой части — от 0 до  $\beta/a$ , для правой части — от  $p_{\rm H}$  до p:

$$\beta(\omega, a)/a(p) = -(AT_0)/(Tp_0)\left\{\left(p_{\mu}^2 - p^2\right)/2 + \Delta p / \tau_{\kappa} \left[e^{-\tau_{\kappa}} \left(p - (\Delta p / \tau_{\kappa})\right) - \left(p_{\mu} - (\Delta p / \tau_{\kappa})\right)\right]\right\}, \qquad (4.23)$$

где  $\tau = \tau_{\kappa}$ ,

$$\beta_{\kappa}/a(p_{\kappa}) = (AT_0)/(p_0T)\{(p_{\mu}^2 - p^2)/2 +$$

13 ---- 8440

$$+ \Delta p / \tau_{\kappa} \Big[ e^{-\tau_{\kappa}} \left( p_{\kappa} - (\Delta p / \tau_{\kappa}) \right) - \left( p_{\mu} - (\Delta p / \tau_{\kappa}) \right) \Big] \Big\}.$$
(4.24)

Из (4.24) можно получить выражение для равновесного объема жидкой фазы —  $\beta_{p\kappa}$ . Для этого, очевидно, следует положить  $\tau_{\kappa}$  равным бесконечности. Тогда будем иметь:

$$\beta_{\rm pk}/a(p_{\rm k}) = \left(AT_0/(p_{\rm H}^2 - p^2)\right)/(2p_0T).$$
(4.25)

Разделив (4.24) и (4.25), получим:

$$\psi(\tau_{\kappa}) = \beta_{\kappa} / \beta_{\rho\kappa} = \left(1 - \left(\frac{2}{(1+\alpha)\tau_{\kappa}}\right)\right) \left[1 - \left(\frac{(1-\alpha)}{\tau_{\kappa}}\right)\left(1 - e^{-\tau_{\kappa}}\right)\right].$$
(4.26)

Зависимость (4.26) приведена на рис. 4.4 в координатах  $\psi$ ,  $1/\tau_{\rm k}$  для значения  $\alpha = 0,51$ . На рис. 4.5 точками показана опытная зависимость  $\beta_{\rm k}$  от  $1/t_{\rm k}$ , взятая из табл. 4.9. Сопоставление обоих графиков позволяет определить величину *n*. Для этого, экстраполируя зависимость  $\beta_{\rm k}(t_{\rm k})$  и  $\beta'_{\rm k}(1/t_{\rm k})$  (рис. 4.5), находим  $\beta_{\rm pk} = 0,054$  и составляем отношение  $\psi(t_{\rm k}) = \psi(\tau_{\rm k})$ ; из рис. 4.4 находим значение  $\tau_{\rm k}$ , соответствующее  $\psi(\tau_{\rm k})$ . Затем определяем  $n = \tau_{\rm k}/t_{\rm k}$ .

Как видно из табл. 4.10, величина *n* для различных скоростей снижения давления приблизительно одинакова (что косвенно подтверждает надежность допущения постоянства *n* во времени) и составляет в среднем 1,724 1/ч.

Имея значение *n*, по формуле (4.26) рассчитали зависимость  $\beta_{\kappa}(1/\tau_{\kappa})$  (см. рис. 4.5, кривая 1).

Увеличение объема стабилизированного конденсата в жидкой фазе, наблюдавшееся на втором этапе опытов, очевидно, равно разности объемов конденсата, растворенных в газе при давлениях  $p_{\kappa}$  и  $p_{\kappa}^{*}$  или с допущением (4.21)

$$\left( \beta_{\kappa}^{\star} \right) / \left( a\left( p_{\kappa}^{\star} \right) \right) - \left( \left( \beta_{\kappa} \right) / \left( a\left( p_{\kappa} \right) \right) \right) = \left( T_{0} / \left( p_{0} T \right) \right) \left[ p_{\kappa} v\left( \omega, p_{\kappa} \right) - p_{\kappa}^{\star} v_{p}\left( p_{\kappa}^{\star} \right) \right].$$

$$(4.27)$$





Рис. 4.5. Зависимости  $\beta_{\kappa}(1/t_{\kappa})$ : 1 — опытные точки и кривая зависимости  $\beta_{\kappa}(1/t_{\kappa})$  по формуле (4.26); 2 — опытные точки и кривая зависимости  $\beta'_{\kappa}(1/t_{\kappa})$  по формуле (4.28)

Таблица 4.10

Номер опыта	<i>t</i> к, ч	$\psi(t_{\kappa})$	1/τ <sub>κ</sub>	п, 1/ч
1 2 3 4 5	1,222 1,625 2,45 4,90 12,3	0,537 0,652 0,672 0,870 0,933	0,490 0,315 0,295 0,105 0,052	1,670 1,955 1,484 1,945 1,565
Среднее				1,724

Из (4.27) после использования (4.16), (4.10), (4.24) и (4.25) получим

$$\beta_{\kappa\tau}^{*} = \beta_{\rho\kappa} \left( \left( a\left( p_{\kappa}^{*} \right) \right) / \left( a\left( p_{\kappa} \right) \right) \right) \left\{ 1 - \left( 2 / (1 + \alpha) \tau_{\kappa} \right) \left[ \left( 1 - \alpha \right) \left( 1 - \left( \left( 1 - e^{-\tau_{\kappa}} \right) / \tau_{\kappa} \right) - \left( \alpha - \alpha^{*} \right) \left( \alpha + \alpha^{*} - \gamma \right) \tau_{\kappa} \right) / 1 - \alpha \right] \right\},$$

$$(4.28)$$

где  $\alpha^* = p_{\kappa}^* : p_{\mu}; \gamma = p_1 : p_{\mu}.$ 

Рассчитанные значения  $\beta_{\kappa\tau}^*$  приведены в табл. 4.11 и нанесены на рис. 4.5 (кривая 2). В расчете принято:  $\beta_{\kappa\tau}^* = 0.054$ ; n = 1.724 1/ч;  $p_1 = 10.0$  МПа;  $a(p_{\kappa}^*) = a(p_{\kappa})$ . Значения  $p_{\kappa}$ , брали из табл. 4.11.

В этой же таблице приведены данные о фактическом накоплении жидкой фазы  $\beta_{\kappa}^*$ . Совпадение  $\beta_{\kappa p}^*$  с  $\beta_{\kappa}^*$  вполне удовлетворительное.

Следует иметь в виду, что изучавшейся в опытах процесс происходил в условиях медленного течения газоконденсата в бомбе, и полученное значение величины n = 1,724 1/ч может характеризовать сравнительно медленное движение газоконденсата в пласте (да и то приблизительно, поскольку в опытах отсутствовала пористая среда). В скважине же процессы диффузии растворенного в газе конденсата и коагуляции капель происходят гораздо быстрее и величина n будет другой.

Теперь рассмотрим вопрос о возможности неравновесности в пласте. Скорость изменения давления в пласте можно представить как сумму

$$dp/dt = -\omega = (dp/dt) + (v/m(\text{grad } p)).$$
(4.29)

Первый член этой суммы обычно ничтожен по сравнению со вторым и им можно пренебречь. Ограничиваясь случаем изотермического течения газа по закону Дарси, для призабойной зоны плоскорадиального пласта будем иметь

Номер опыта	<i>t</i> к, ч	$\tau_{\kappa} = nt_{\kappa}$	α*	$\beta_{\text{KT}}^{*}$ , $10^{-2}$	$\beta_{\kappa}^{*}$ , $10^{-2}$	Погрешность, %
1	1,222	2,11	0,478	4,77	4,73	+1
2	1,625	2,80	0,489	4,81	4,86	-1
3	2,45	4,23	0,501	4,86	4,93	-1,5
4	4,90	8,45	0,505	5,10	4,98	+2,5
5	12,3	21,2	0,510	5,14	5,04	+2

Таблица 4.11

Таблица 4.12

<i>R</i> , см	5	50	500	1000
ω, ат/ч	12·10 <sup>5</sup>	111	1,05	0,265

$$\omega = (\mu v^2 / mk) = (kM^2 / (m\mu R^2 (p_c^2 + M \ln (R/R_c)))), \qquad (4.30)$$

$$M = \left(\mu z f T Q / 2\pi k h T_0\right), \tag{4.31}$$

где Q(t) дебит скважины;  $p_c(t)$  — забойное давление; R — расстояние от центра скважины. Рассмотрим следующий пример. Пусть  $\mu = 0.03$  мПа·с; k = 10 мкм<sup>2</sup>; m = 0.01;  $R_c = 5$  см; zf = 1,  $h = 3 \cdot 10^3$  см; T = 363 K;  $T_0 = 293$  K;  $p_c = 20.0$  МПа;  $Q = 5 \cdot 10^6$  см<sup>3</sup>/с. Результаты расчета приведены в табл. 4.12.

Сопоставляя значения  $\omega$  в табл. 4.12 с теми, которые в наших опытах приводили к существованию равновесной конденсации. Существующую неравновесность содержания конденсата в газе и конденсации можно ожидать только в призабойной зоне радиусом в несколько метров. Поскольку на эту зону приходится доля фильтрационных сопротивлений течению газоконденсата, расчеты выпадения жидкой фазы в этой зоне должны учитывать термодинамическую неравновесность процесса.

# 4.5. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

Исследование месторождений на газоконденсатность проводится с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений, переработки конденсата и контроля за разработкой месторождения. В целом исследования на газоконденсатность делятся на первичные и текущие. В обоих случаях эти исследования делятся на промысловые и лабораторные, при которых изучают:

состав пластового и добываемого газов по толщине и по площади залежи и их изменения в процессе разработки;

физико-химические свойства газа и конденсата;

фазовое состояние газоконденсатной смеси.

Параметры газоконденсатной системы попределяют несколькими методами. Наиболее широкое распространение получила методика исследования скважин на газоконденсатность, разработанная ВНИИГазом и рекомендованная в качестве инструкции. Эта методика позволяет изучать газоконденсатную характеристику залежи на разведочных площадях и осуществлять контроль за ней на разрабатываемых месторождениях. Однако разработанные до настоящего времени методы и действующие инструкции по исследованию на газоконденсатность не позволяют получить качественную информацию на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами, обусловливающими значительные депрессии на пласт, длительные периоды стабилизации давления и дебита и ухудшенные условия выноса жидкости из забоя.

Наличие в продукции скважины ингибиторов коррозии и гидратообразования создает трудности при определении газоконденсатной характеристики. Наличие ингибиторов снижает достоверность полученной информации о газоконденсатной характеристике залежи.

Необходимость сокращения продолжительности исследования на газоконденсатность с целью охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, а также средств на исследовательские работы требуют пересмотра существующих технологий и техники для изучения газоконденсатной характеристики месторождения. Эти условия явились причиной возникновения ряда методов оценки текущей газоконденсатной характеристики разрабатываемых месторождений.

В настоящее время промышленностью не выпускаются установки для исследования скважин на газоконденсатность путем разделения фаз всего потока. Поэтому промысловые исследования скважин на газоконденсатность проводятся с помощью:

сепараторов, изготовленных самими предприятиями, занимающимися разведкой или разработкой данного газоконденсатного месторождения. В большинстве случаев эти сепараторы не отвечают требованиям, предъявляемым к ним для определения газоконденсатной характеристики залежи;

контрольных сепараторов, входящих в комплект установок комплексной подготовки газа на промыслах. На стадии разведки использование контрольных сепараторов исключается, так как на этой стадии отсутствуют УКПГ;

малогабаритных сепарационных установок типов «Конденсат-2», НТ ПКП-5(8) и т.д. Эти установки используют весьма незначительную часть потока, и если поток неоднороден, то получаемые параметры газоконденсатной смеси могут существенно отличаться от истинных значений этих параметров;

передвижных установок типа «Порта-Тест». Эти установки имеют достаточно широкий диапазон изменения по производительности, давлению и температуре и предназначены для газоконденсатных исследований в коррозийной и антикоррозийной средах с подогревом всего потока газа.

Все методы исследования на газоконденсатность приемлемы для сравнительно высокодебитных скважин с быстрой стабилизацией давления и дебита. Оценивать газоконденсатную характеристику залежей на стадии разведки при низких коллекторских свойствах пласта целесообразно с использованием методики исследования разведочных скважин, в которых минимально допустимый дебит достигается только при депрессиях выше допустимых. Исследования на газоконденсатность скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, следует проводить одновременно с газогидродинамическими исследованиями при стационарных (квазистационарных) режимах фильтрации в процессе прямого хода, т.е. в процессе увеличения дебита от режима к режиму. Газоконденсатные исследования на обратном ходе нецелесообразны, если газ содержит значительное количество конденсата, так как на последних режимах прямого хода продуктивная характеристика пласта может резко ухудшаться. При исследовании низкодебитных скважин конденсатогазовый фактор должен определяться на 4÷5 режимах работы скважины с дебитами, большими, чем минимально допустимый дебит для этой скважины. На каждом из этих режимов отбирается проба отсепарированного газа и сырого конденсата. Для каждого режима работы скважины расчитывают состав газа, поступающего из скважины. Затем строят

график зависимости компонентов газа от депрессии на пласт. Полученную зависимость экстраполируют до пересечения с осью, параллельной оси ординат, восстановленной из значения допустимой депрессии. За истинную концентрацию данного компонента в пластовом газе принимают величину, получаемую при пересечении кривой C упомянутой оси. Сумма всех компонентов пластового газа должна равняться 100 %. Для каждого комплекта проб рассчитывается потенциальное содержание  $C_5H_{12+}$  в добываемом газе. При этом используют конденсатогазовый фактор, замеренный на данном режиме работы скважины. Истинное значение  $C_5H_{12+}$  в газе определяют аналогично тому, как определяют компоненты газа.

### ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И КОРРОЗИИ

Перечисленные выше методы исследования на газоконденсатность не предусматривают возможность образования гидратов и коррозии, следовательно, и применение антигидратных, антикоррозионных или комплексных ингибиторов. Наличие ингибиторов в потоке газоконденсатной смеси значительно затрудняет получение качественной ее характеристики в зависимости от свойств и количества ингибитора в потоке. Применение комплексных и антикоррозийных ингибиторов осложняет определение газоконденсатной характеристики и в некоторых случаях, в зависимости от давления, температуры и скорости потока, способствует образованию достаточно устойчивых эмульсий. Смешиваясь на пути движения газа в сепараторе, вода и конденсат с эмульгатором, которым являются ингибиторы коррозии, образуют эмульсию. Наличие парафина в конденсате существенно повышает устойчивость эмульсий к разрушению.

Стандартные методы исследования на газоконденсатность не предусматривают возможность образования гидратов и коррозии, следовательно, и применения антигидратных и антикоррозионных или комплексных ингибиторов.

Наличие ингибиторов в потоке газоконденсатной смеси значительно затрудняет получение качественной ее характеристики в зависимости от свойств, состава и количества ингибитора в потоке. Применение комплексных и антикоррозионных ингибиторов осложняет определение газоконденсатной характеристики и в ряде случаев в зависимости от давления, температуры и скорости потока способствуют образованию устойчивых эмульсий. Наличие парафина в конденсате существенно повышает устойчивость эмульсий к разделению.

# ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ДЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛИЗАЦИЕЙ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА

Исследование на газоконденсатность низкопродуктивных газоконденсатных залежей характеризуется следующими факторами:

длительной стабилизацией (иногда до 30 дней) давления и дебита, вместо нескольких часов, предусмотренных действующей инструкцией. В соответствии

с законом об охране окружающей среды продолжительность продувки скважины, необходимой для полной стабилизации давления и дебита, должна быть сокращена до минимума. Необходима оценка влияния неполноты стабилизации давления и дебита на результаты исследования. Следует считать целесообразным в пределах допустимой точности, принятых при подсчете запасов газа и конденсата, определение газоконденсатной характеристики, не дожидаясь полной стабилизации давления и дебита;

создаваемой депрессией на пласт, значительно превышающей максимально допустимую депрессию (в пределах 10÷20 %) пластового давления, предусмотренную инструкцией;

отсутствием условий для выноса потоком газа выпавшего в призабойной зоне конденсата на поверхность, вследствие низкой продуктивности скважины.

При длительной стабилизации давления и дебита качественное исследование на газоконденсатность желательно проводить после ввода скважины в эксплуатацию. Первичные данные о содержании конденсата можно получить с небольшой погрешностью и при неполной стабилизации дебита скважины.

Наличие низкопродуктивных коллекторов в залежи, как правило, обусловливает значительные депрессии на пласт. Увеличение депрессии на пласт приводит к выпадению конденсата в зоне с глубокой депрессионной воронкой большого радиуса. Поэтому состав добываемого конденсата может оказаться переменным в течение длительного времени. Постоянство фракционного состава выходящего конденсата — один из основных показателей достоверности получаемых результатов при исследовании на газоконденсатность в случае больших депрессий на пласт. Отсутствие условий выноса выпавшего на забое конденсата может существенно влиять на качество получаемой газоконденсатной характеристики залежи. Для обеспечения достоверных результатов при исследовании на газоконденсатность низкопродуктивных скважин, в которых возможно накопление выпавшего на забое конденсата, необходимо учесть конструкцию скважины и, если требуется, изменить ее, а также предусмотреть возможность использования физических или химических методов подъема с забоя выпавшего конденсата, таких как газлифт (с известным составом и количеством закачиваемого газа), плунжерный лифт, ПАВ и др. В зависимости от стадии освоения месторождения и характеристики пластового давления газоконденсатной системы применяют различные методы исследования на газоконденсатность.

В период разведки месторождения при подготовке исходных данных для подсчетов запасов газа и конденсата используют методику одноступенчатого разделения.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения для получения данных, необходимых для проектирования разработки и обустройства месторождения, применяют методику двухступенчатой сепарации газа.

Если пластовая газоконденсатная система недонасыщена при рабочих устьевых давлениях и температурах, то применяют методику трехступенчатой сепарации газа.

Промысловые исследования на газоконденсатность проводят, как правило, на одной из высокодебитных скважин. При наличии нефтяной оторочки промышленного значения для исследования на газоконденсатность выбирают три скважины, расположенные в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке. Если месторождение с большим этажом газоносности (более 300 м), то выбирают по одной исследовательской скважине на каждые 300 м разреза.

Многопластовые газоконденсатные месторождения исследуются таким числом скважин, чтобы были охвачены залежи, содержащие основные запасы газа и конденсата. При исследовании на газоконденсатность скважину необходимо эксплуатировать с дебитом газа, обеспечивающим вынос конденсата с забоя и из ствола в исследовательскую аппаратуру. При минимально допустимом дебите газа скорость потока должна быть не менее 4 м/с. Скважину следует эксплуатировать по фонтанным трубам, так как при этом меньше минимально допустимый дебит газа, следовательно, и минимальная допустимая депрессия на пласт. Причем, фонтанные трубы, по которым поток газа движется к устью, должны быть спущены до подошвы исследуемого объекта. В противном случае вынос конденсата может не обеспечиваться за счет увеличения проходного сечения ниже башмака фонтанных труб.

Необходимым условием для выноса жидких и твердых примесей является скорость потока, определяемая формулой:

$$v \ge 0.52 \cdot 10^{-3} Q_{\rm w} z T / D^2 p \ge 4 \, {\rm m/c},$$
 (4.32)

где  $Q_{\rm M}$  — дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут; z — коэффициенты сверхсжимаемости газа; T — температура газа в рассматриваемом сечении, К; p — давление на этом сечении, МПа; D — диаметр сечения, м.

При ступенчатой конструкции фонтанных труб требуемую скорость следует обеспечить ниже башмака в зоне притока газа внутри обсадных колонн, у башмака фонтанных труб, а также на сечении, где диаметр переходит от меньшего к большему. Перед началом исследований на газоконденсатность скважина должна работать до стабилизации режима при депрессии, не превышающей 15-20 % пластового давления. При возможности, в зависимости от продуктивной характеристики месторождения и скважины нужно стремиться к проведению конденсатных исследований при минимальной депрессии на пласт. Для всех газоконденсатных залежей, пластовый газ которых насыщен углеводородом С<sub>5</sub>Н<sub>12+</sub>, допустимая депрессия при исследовании разведочных скважин ограничена 10 % от пластового давления. Допустимая депрессия на пласт при исследовании разведочных скважин на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением может достигать 20 %. На практике в ряде случаев допустимая депрессия на залежах с аномально высоким пластовым давлением значительно превышает 20 % от величины пластового давления. Допустимая депрессия для всех недонасыщенных залежей оценивается 15÷20 %. Недонасыщенность систем устанавливается после первых же исследований на газоконденсатность.

Если пластовая система насыщена углеводородами  $C_5H_{12+}$ , но плотность стабильного конденсата и его молекулярная масса невелики (в пределах  $\rho_{\kappa} \leq 500 \text{ кг/m}^3$  и  $M_{\kappa} \leq 100 \text{ кг/моль}$ ), то разведочные скважины могут быть исследованы на газоконденсатность с депрессией до 15 % от величины пластового давления.

Эксплуатационные скважины с большим содержанием  $C_5H_{12+}$  ( $Q_k \ge 500 \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>), работающие с депрессией свыше 15 % от  $p_{\pi\pi}$  перед замером конденсатогазового фактора и отбором проб, должны эксплуатироваться с постоянным дебитом не менее 30 дней, а при содержании  $C_5H_{12+}$ , равном (200÷500)·10<sup>-3</sup> кг/м<sup>3</sup> – не менее 15 дней. Эти условия относятся к скважинам с рабочим забойным давлением на 10 % и более ниже давления начала конденса-

ции. Требуемые выше условия по продолжительности работы скважин связаны с процессом выпадения, накопления и частичного выноса конденсата в призабойной зоне в результате образования депрессионной воронки и незначительного снижения температуры пласта в этой зоне.

Установлено, что процесс выпадения, накопления и частичного установившегося выноса конденсата зависит от содержания конденсата в газе, емкостных и фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне, от величины депрессии на пласт и т.д. Продолжительность процесса для различных газоконденсатных месторождений колеблется от нескольких дней до двух лет. Однако все основные изменения происходят за сравнительно короткий промежуток времени. Увеличение депрессии на пласт не только углубляет размеры депрессионной воронки, что приводит к увеличению продолжительности стабилизации выхода конденсата, но и ухудшает фильтрационные свойства призабойной зоны. Ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны отрицательно влияет на качество газоконденсатных исследований скважин.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ С СОДЕРЖАНИЕМ С<sub>3</sub>Н<sub>12</sub> МЕНЕЕ 30-10<sup>-3</sup> кг/м<sup>3</sup>

При содержании  $C_5H_{12}$  в пластовом газе менее  $30\cdot10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup> газа коэффициент извлечения конденсата  $\alpha_{\kappa}$  определяется из зависимости между  $\alpha_{\kappa}$ и фракционным составом конденсата, показанной на рис. 4.6. При этом значение коэффициента извлечения конденсата  $\alpha_{\kappa}$  соответствует 90%-ному выкипанию.



Пример. Известен фракционный состав конденсата: начало кипения 314 К; 10%-ная выкипаемость 340 К; 50%-ная выкипаемость 400 К; 90%-ная выкипаемость 533 К. Конец кипения 574 К и отогнано 99,5 % (по объему). Исходя из выкипаемости 90 % соответствующей 33 К, количество выпавшего конденсата (см. рис. 4.6) при  $p_{\pi\pi} = 0,1$  МПа будет 12,5 %. Тогда коэффициент извлечения

$$\alpha_{\kappa} = 1 - 0.125 = 0.875.$$

393

#### ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Газоконденсатные характеристики могут быть определены наряду с лабораторными и графоаналитическими методами. К этим характеристикам относятся: коэффициент извлечения конденсата; давление начала конденсации; коэффициент усадки; текущее потенциальное содержание конденсата в газе; выход конденсата; молекулярная масса конденсата. Для определения перечисленных параметров газоконденсатной смеси необходимо знать: состав пластового газа; групповой углеводородный состав  $C_{5+}$ , т.е. количество ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов; степень недонасыщенности системы в % от начального пластового давления; показатель преломления.

Определение коэффициента извлечения конденсата  $\alpha_{\kappa}$ . Для определения коэффициента  $\alpha_{\kappa}$  необходимо знать начальное потенциальное содержание конденсата в газе, массовое содержание в % ароматических и нафтеновых углеводородов, а также степень насыщенности системы. Ниже приведен пример определения величины  $\alpha_{\kappa}$  по номограмме.

Насыщенная газоконденсатная система содержит 200 г/м<sup>3</sup> конденсата, групповой состав которого состоит из 20 % массовых ароматических и 30 % нафтеновых углеводородов. Нужно определить коэффициент извлечения конденсата  $\alpha_{\kappa}$ . Для определения  $\alpha_{\kappa}$  используем номограмму, показанную на рис. 4.10. Ключ к определению  $\alpha_{\kappa}$  показан на рис. 4.7. Из рис. 4.7 видно, что  $\alpha_{\kappa} = 0,69$ .

Значение  $\alpha_{\kappa}$  приближенно можно вычислить и аналитически при известных  $\rho_{\kappa}$ ,  $M_{\kappa}$  и содержит C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> и C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> по формуле:





$$\alpha_{\kappa} = 101,57 - 7,96C_{5}H_{12+B} - 0,59C_{2}H_{6} - 0,6835\rho_{\kappa}M_{\kappa} +$$

$$+ 32,38 M_{\kappa} / \rho_{\kappa} + 4,46 C_{3} H_{8} - 7,56 C_{4} H_{10} + 0,49 C_{5} H_{12+B} - 0,4222 \cdot C_{3} H_{8} \cdot C_{4} H_{10},(4.33)$$

где  $\rho_{\kappa}$ ,  $M_{\kappa}$  — плотность и молекулярная масса конденсата;  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_4H_{10}$  и  $C_5H_{12}$  — содержание этих компонентов в молярных процентах в пластовом газе.

Недонасыщенность системы влияет на коэффициент извлечения конденсата. Влияние недонасыщенности системы на  $\alpha$ к учитывается в виде поправки  $\Delta \alpha$ на величину  $\alpha_{\kappa}$ , т.е. коэффициент извлечения конденсата недонасыщенных систем  $\alpha_{\kappa_{H}}$  определяется по формуле

$$\alpha_{\kappa \mu} = \alpha_{\kappa} + \Delta \alpha, \qquad (4.34)$$

где  $\Delta \alpha = (4,425y)^{1/2}$ ; y — степень недонасыщенности в % от начального пластового давления в залежи, определяемая формулой

$$y = (p_{n,n} - p_{n\kappa}) \cdot 100/p_{n,n}.$$
 (4.35)

Ниже приведен пример определения коэффициента извлечения конденсата недонасыщенной системы с содержанием  $C_{5+}$  в пластовом газе 300 г/м<sup>3</sup>. Содержание ароматических углеводородов в конденсате равно 20 %, а нафтеновых 30 %,  $p_{u,n} = 40,0$  МПа, давление начала конденсации  $p_{HK} = 27,0$  МПа. Если бы система была насыщенной, то коэффициент извлечения  $\alpha_{K}$  был бы равен 0,61. Недонасыщенность системы для данного примера равна 13,0 МПа или  $y = \frac{13 \cdot 100}{40} = 32,5$  %. Определим значение  $\alpha_{KH}$ :  $\alpha_{KH} = 0,61 + 0,12 = 0,73$ .

На коэффициент извлечения конденсата существенно влияют неуглеводородные компоненты в составе газа, метановые углеводороды в групповом составе конденсата и температуры. Влияние этих факторов на коэффициент извлечения, а также на давление начала конденсации учитывается формулами

$$\Delta \alpha_{N_2} = 1,011 \cdot 10^{-4} \frac{y_0^4}{y_1^6 y_2^5} - 0,5321 \frac{y_0^6}{y_1^2 y_2} - 0,741 \cdot 10^{-4} \frac{y_0}{y_1^4 y_2^2};$$
  
$$\Delta p_{N_2} = 2,741 \frac{y_0^5}{y_1} + 0,05924 \frac{y_0^6 y_1^2}{y_2^2},$$
 (4.36)

где  $\Delta \alpha_{N_2}$ ,  $\Delta p_{N_2}$  — влияние азота, метановых углеводородов в конденсате и температуры на коэффициент извлечения конденсата и на давления начала конденсации;  $y_0$ ,  $y_1$ ,  $y_2$  — учет наличия азота, температуры, метановых углеводородов при расчетах величина  $\Delta \alpha_{N_2}$  и  $\Delta p_{N_2}$ . Значения  $y_0$ ,  $y_1$  и  $y_2$  определяются формулами:

$$y_0 = \left[ x_{N_2} / 100 - 0.052 \right]^{1/2}; \quad y_1 = (t/100)^{1/2}; \quad y_2 = (x_M / 100)^{1/2}; \quad (4.37)$$

где  $x_{N_2}$  — содержание азота в газе в молярных процентах;  $x_{M}$  — содержание метановых углеводородов в конденсате в молярных процентах; t — температура, °C.

Аналогичные поправки на коэффициент извлечения и на давления начала

конденсации должны быть вычислены и при наличии в составе газа CO<sub>2</sub>. Поправки определяют по формулам

$$\Delta\alpha_{\rm CO_2} = 3,316y_1y_2^3y_3^6 - 0,08395\frac{y_1^6}{y_2^3y_3^2} + 0,0318\frac{y_1^2}{y_2^4y_3} + 0,1\frac{y_1^2}{y_2y^2} - 0,1127\frac{y_1^6y_2^6}{y_2^3}; \qquad (4.38)$$

$$\Delta p_{\rm CO_2} = 0,4571\frac{y_1^2}{y_2} + 0,2677y_1^6y_2^5, \tag{4.39}$$

где

$$y_1 = \left[ x_{\rm CO_2} / 100 - 0,008 \right]^{1/2}; y_2 = x_{\rm M} / 100.$$
 (4.40)

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА КОНДЕНСАТА ПРИ СОДЕРЖАНИИ C<sub>5+</sub> В ГАЗЕ БОЛЕЕ 60 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

Одним из основных показателей разработки газоконденсатных месторождений является добыча конденсата. Прогноз добычи конденсата производится на основании данных по изменению потенциального содержания конденсата в газе в процессе разработки. Величина текущего потенциального содержания зависит от начального содержания конденсата в пластовом газе, от насыщенности системы и от  $p_{n,n}$  и  $T_{n,n}$ .

На рис. 4.8 показана номограмма, которая позволяет по результатам замера газоконденсатного фактора на единичном режиме сепарации определить выход конденсата при различных давлениях и температурах смеси, содержащей более 60 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> конденсата в пластовом газе.



Рис. 4.8. Номограмма для определения выхода конденсата при различных *р* и *T* из газа с потенциальным содержанием C<sub>5+</sub> до 280·10<sup>-6</sup> м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>
Пример. Для определения выхода конденсата при давлении сепарации  $p_c = 6$  МПа и температуре T = -10 °С необходимо от верхней шкалы давления с давлением p = 4,0 МПа проводить вертикальную линию до пересечения с кривой 1. От точки пересечения этой линии проводим горизонтальную линию до пересечения со шкалой поправки, и находим поправку на отклонение величины выхода конденсата от его выхода при p = 6,0 МПа. Величина поправки равна  $10\cdot10^{-6}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при p = 6,0 МПа и T = 10 °С. Суммарный выход конденсата в рассматриваемом случае  $q_{\kappa}$  (p = 6,0; T = 10 °С) =  $q_{\kappa}$  (p = 4; T = 10 °С) +  $\Delta q = 100 + 10 = 110\cdot10^{-6}$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Для определения выхода конденсата при p = 6,0 МПа, T = -10 °С от левой нижней шкалы, где указаны выходы стабильного конденсата от отметки, равной  $110 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , проводим горизонтальную линию до пересечения с вертикальной, проведенной от точки, соответствующей температуре +10 °С. Пересечение этих двух линий дает точку A. От точки A параллельно линии изобар проводим пунктирную линию до пересечения с вертикальной линией, проведенной из точки с температурой -10 °С. Точка пересечений этих линий дает выход конденсата при p = 6,0 МПа и T = -10 °С.

Для «тощих» пластовых систем выход конденсата в зависимости от р и Т



Рис. 4.9. Номограмма для определения выхода конденсата при различных p и T из газа с потенциальным содержанием C<sub>5+</sub> до 60·10<sup>-6</sup> м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

определяется по номограмме, показанной на рис. 4.9. Ниже приведен пример определения выхода конденсата при p = 8,0 МПа и T = -20 °C при известных исходных данных: p = 3,0 МПа, T = 0 °C и  $q_{\kappa} = 30$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Из верхнего графика при p = 3,0 МПа и T = 0 °C определяем величину поправки. Для чего проводим от точки p = 3,0 МПа вертикальную линию до пересечения кривой 1. От точки пересечения проводим горизонтальную линию до пересечения справа со шкалой поправок и находим поправку 5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Далее определяем выход конденсата при p = 8 МПа и T = 0 °C путем проведения горизонтальной линии от точки с выходом конденсата, равным  $q_{\kappa}$  (p = 3 МПа, T = 0 °C) + поправка, т.е.  $q_{\kappa} =$ = 30 + 5 = 35 до пересечения с вертикальной линией, проведенной от точки с температурой T = 0 °C. Точка пересечения этих линий служит началом кривой, которую проводим параллельно изобар до пересечения с вертикальной линией, проведенной от точки с температурой T = -20 °C. Точка пересечения этих линий будет соответствовать выходу конденсата при p = 8 МПа, T = -20 °C и равен 39 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

### ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ КОНДЕНСАТА

При различных расчетах, связанных с изучением газоконденсатных систем, определением основных показателей разработки газоконденсатных месторождений и обустройством промыслов, используют физико-химические параметры конденсата. Наиболее часто необходимо знать молекулярную массу конденсата, его плотность и газовый эквивалент конденсата. Одним из легко определяемых параметров конденсата по небольшому его количеству является показатель преломления *n*. При известном *n* можно определить плотность и молекулярную массу конденсата и газовый эквивалент.

Плотность конденсата приближенно можно определить по формуле

$$\rho_{\kappa} = 1,99337n - 2,09066. \tag{4.41}$$

Молекулярная масса конденсата определяется по формуле

$$M_{\kappa} = 4407 + 8618n^3 - 21461n^2 + 10067n \tag{4.42}$$

или по формуле

$$M_{\kappa} = -19,25 + 109,25n^2\rho_{\kappa}^2. \tag{4.43}$$

Молекулярная масса конденсата зависит от группового углеводородного состава и его плотности. Молекулярная масса десятиградусных фракций конденсата, выкипающих при T = 200 °C, приближенно можно определить по формуле

$$M_{\kappa} = 164,7 + 181\rho_{\kappa}^{4}n^{4} - 257,9\rho_{\kappa}^{2}n^{2}.$$
(4.44)

Для фракций, выкипающих выше T = 200 °C молекулярная масса конденсата определяется формулой:

$$M_{\kappa} = -0,2249 \cdot 10^{6} + 0,396 \cdot 10^{5} \rho_{\kappa}^{4} n^{4} - 0,327 \cdot 10^{6} \rho_{\kappa}^{2} n^{2} + 0,512 \cdot 10^{6} \rho_{\kappa} n.$$
(4.45)

Перевод количества конденсата в объемных единицах (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) в газообразное состояние осуществляется через газовый эквивалент по формуле:

$$\Gamma_{3} = 23675, 6 \rho_{\kappa} / M_{\kappa}. \tag{4.46}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ Р<sub>ик</sub>

Давление начала конденсации может быть определено различными способами, в частности: экспериментально, приближенными эмпирическими формулами, графическим путем по известному групповому составу углеводородов и промысловыми исследованиями скважин. Наиболее точным методом является экспериментальный. Однако этот способ трудоемкий. Поэтому для приближенных газогидротермодинамических расчетов для определения  $p_{\rm нк}$  может быть использован графический или промысловый способы.

### ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ р<sub>нк</sub>

Для определения  $p_{\rm HK}$  этим способом используется номограмма, показанная на рис. 4.10. Исходным условием для определения  $p_{\rm HK}$  является знание групповго углеводородного состава  $C_{5+}$  и пластового давления. Ключ к определению  $p_{\rm HK}$ 



Рис. 4.10. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата

показан на номограмме. Для определения  $p_{\rm HK}$  необходимо знать процентное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов в составе конденсата, а также пластовое давление. Ниже приведен пример: определение  $p_{\rm HK}$  при  $p_{\pi\pi}$  = = 40 МПа и содержании ароматических углеводородов 20 % и нафтеновых 30 %. Для определения  $p_{\rm HK}$  от шкалы с содержанием ароматических углеводородов 20 % проводят горизонтальную линию до пересечения с линией  $N_0N'_0$ . От точки пересечения A проводят вертикальную линию до пересечения с изолинией нафтеновых углеводородов, равной 30 %, т.е. до точки B. От точки B проводят горизонтальную линию до пересечения с вертикальной, проведенной от шкалы  $p_{\pi\pi}$  = 40 МПа. Точка пересечений этих линий соответствует  $p_{\rm HK}$ , которое равно  $p_{\rm HK}$  = 30 МПа.

## 4.6. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАРОДЫШЕОБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМАХ<sup>\*</sup>

Большое количество накопленных к настоящему времени промысловых данных свидетельствует о том, что релаксационные эффекты имеют место в целом ряде технологических процессов нефтегазодобычи. Релаксационные свойства системы при этом определяются свойствами углеводородных смесей, взаимодействием насыщающих флюидов и газов с пористой средой и др. Экспериментальными исследованиями показана возможность применения этих свойств для оптимизации и повышения эффективности процессов нефтегазодобычи.

Исследования релаксационных свойств газоконденсатных систем были проведены для изучения явлений, возникающих при выпадении из газовой фазы конденсата. Существенное значение имеет влияние релаксационных свойств газоконденсатных смесей при давлениях, превышающих давление начала конденсации, на параметры системы, изучение особенностей их фильтрации в пористой среде. Исследование этих проблем вызывает интерес, так как связано с образованием зародышей новой фазы.

Изучению кинетики образования микроскопических зародышей новой фазы посвящено значительное число работ, которые связаны с опытами Фаренгейта, Гей-Люссака, Шредера, Оствальда, Гельмгольца и др. При этом изучались такие проблемы, как замерзание воды, кристаллизация растворов, спонтанное образование пузырьков в метастабильных газожидкостных смесях. Эти исследования дали возможность предположить возникновение микрозародышей новой фазы.

Вопросы термодинамики образования зародышей обсуждались в работах Дж. Гиббса, М. Фольмера. При этом изучались зародыши достаточно больших размеров, к которым применимы законы термодинамики. Но во многих случаях зародыши состоят из нескольких десятков атомов (размеры порядка 10<sup>-8</sup> м), и к ним неприменимы термодинамические методы. Стабильное существование микрозародышей новой фазы таких размеров теоретически обосновано Л.Д. Ландау, Я.И. Френкелем и др.

<sup>\*</sup> Выполнено совместно с А.А. Сулеймановым.

Изучению релаксационных свойств газожидкостных смесей при давлениях выше давления насыщения уделено в последнее время большое внимание. Исследовано влияние вибрации, турбулентного течения жидкостей на процесс образования микрозародышей. Установлено увеличение теплофизических параметров газожидкостных смесей по мере приближения к точке фазового перехода. Основной причиной явлений объемной ползучести и релаксации при давлениях выше давления насыщения считается появление в системе существенной неоднородности за счет возникновения газовых пузырьков, стабилизируемых пленками ПАВ. В ряде работ исследованы предпереходные состояния газированных жидкостей в свободном объеме. В то же время подобные исследования для газоконденсатных смесей проведены в недостаточных объемах. Ниже исследуется процесс зародышеобразования газоконденсатных систем в свободном объеме.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯ РЕЛАКСАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ

Для определения релаксационных свойств газоконденсатных смесей использован метод всестороннего сжатия системы. Сущность метода заключается в том, что при быстрой нагрузке или разгрузке системы в бомбе высокого давления наблюдается соответственно медленное снижение или повышение давления, по изменению которого судят о релаксационных свойствах смеси.

Прирост или уменьшение давления при этом связаны с тем, что в результате структурных изменений система переупаковывается. Такие эффекты наблюдаются и при исследовании высокомолекулярных соединений, при объемном нагружении нефтей с содержанием смол и асфальтенов. Подобные явления имеют место и в газожидкостных смесях.

Лабораторная установка, созданная для изучения релаксационных свойств газоконденсатных систем, состоит из бомбы высокого давления, гидравлического пресса с измерительной шкалой, образцового манометра, датчика давления, усилителя, самопишущего прибора и термостата (рис. 4.11).

Бомба PVT, снабженная измерительным штоком, состоит из двух камер: камеры высокого давления, в которой помещается исследуемая среда, и камеры для продавочной жидкости, подающейся с помощью гидравлического пресса. Камеры разделены подвижным поршнем.

Бомба РVТ помещена в термостатируемую рубашку и установлена на шарнирах.

В качестве исследуемого агента использовалась газоконденсатная смесь, состоящая из природного газа и нормального гексана (давление начала конденсации при 333 К равняется 17,5 МПа, газоконденсатный фактор 4800 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Последовательность проведения экспериментов была следующей.

Газоконденсатная смесь заправлялась в бомбу высокого давления. Давление в системе повышалось до 25 МПа. С целью устранения зависимости от температурных факторов система термостатировалась при 333 К. Далее с помощью гидравлического пресса с измерительной шкалой, производилась разгрузка системы от исходного уровня давления  $p_0$ , с постоянным темпом изменения давления в системе, на уровень давления  $p_1$ . Уровень снижения давления  $p = p_0 - p_1$  во всех экспериментах составлял 0,8 МПа, а темпы изменения давле-



Рис. 4.11. Схема экспериментальной установки: 1 — бомба высокого давления; 2 — пресс; 3 — образцовый манометр; 4 — датчик давления; 5 усилитель; 6 — самописец; 7 — термостат

ния в системе  $1,67 \cdot 10^{-3}$  и  $3,3 \cdot 10^{-3}$  МПа/с. Затем фиксировалось изменение давления в системе до тех пор, пока оно не устанавливалось. Вслед за этим производилось очередное снижение давления на ту же величину 0,8 МПа и с тем же темпом изменения давления в системе и проводились аналогичные замеры.



402

Для того, чтобы убедиться, что используемые темпы изменения давления в системе не влияют на температуру смеси были проведены контрольные эксперименты. С этой целью в рабочий объем бомбы высокого давления ввели температурный датчик. После этого в бомбу заправили газоконденсатную смесь. Далее на всех уровнях давления производилась разгрузка и обратная нагрузка системы. Темпы изменения давления при этом составили 1,6·10<sup>-3</sup>, 3,3·10<sup>-3</sup> и 8,3·10<sup>-3</sup> МПа/с. Исследования показали, что ни при разгрузке, ни при нагружении системы изменение температуры не наблюдается.

В ходе исследования релаксационных свойств газоконденсатных систем установлено, что при давлениях, значительно превышающих давление начала конденсации, характер восстановления давления не меняется (рис. 4.12). Наблюдаемый при этом в первый момент времени незначительный прирост давления, равный 0,03 МПа, происходит из-за упругой деформации системы. Аналогичные результаты получены при разгрузке природного газа с таким же темпом изменения давления. При достижении определенного уровня (примерно 23 МПа) при разгрузке газоконденсатной смеси с темпом изменения давления в системе  $1,67 \cdot 10^{-3}$  МПа/с наблюдается изменение характера процесса восстановления давления. Оно заключается в увеличении прироста давления, который стабилизируется в течение длительного промежутка времени (см. рис. 4.12 и 4.13).

Дальнейшая разгрузка газоконденсатной системы приводит сначала к уве-



личению прироста давления и времени его стабилизации, а затем, при продолжении снижения уровня давления, к уменьшению этих величин. Своего минимума они достигают при давлении начала конденсации. При последующей разгрузке газоконденсатной системы ниже давления начала конденсации значения прироста давления и времени его стабилизации не меняются.

Кроме того, в данной области выше давления начала конденсации, при истощении зависимость  $p = p(\Delta V)$  становится криволинейной (рис. 4.14).

Выявленное усиление релаксационных свойств газоконденсатных систем позволяет предположить, что, начиная с определенного уровня давления, превышающего давление начала конденсации, имеет место зародышеобразование.

Процесс образования микрозародышей носит инерционный характер и зависит от уровня давления и темпа изменения давления в системе. Область активного влияния микрозародышей для данной газоконденсатной смеси находится в интервале давлений от 23 до 18 МПа (см. рис. 4.12).

Длительность времени стабилизации давления можно объяснить инерционностью образования микрозародышей. Максимальное влияние микрозародышей ощущается при давлении 20,5 МПа. Дальнейшая разгрузка системы приводит к интенсификации процесса зародышеобразования. Происходит слияние отдельных микрозародышей, и по достижении уровня давления начала конденсации образуется и выпадает конденсат.

При проведении экспериментальных исследований выявлено, что релаксационные свойства газоконденсатной системы зависят также от темпа изме-



нения ее давления. Так при достаточно больших темпах изменения давления  $(3,3\cdot10^{-3} \text{ МПа/с } и \text{ более})$  газоконденсатная смесь не успевает среагировать на внешнее возмущение и при разгрузке системы на всех уровнях давления выше давления начала конденсации отмечается одинаковой прирост давления в первый момент времени, который связан с упругой деформацией системы. Кроме того, зависимость  $p = p(\Delta V)$  при истощении носит на всех уровнях давления выше давления начала конденсации прямолинейный характер, т.е. процесс зародышеобразования не наблюдается (рис. 4.15).

В случае малых темпов изменения давления в системе (порядка  $0,83 \times \times 10^{-3}$  МПа/с) перестройка газоконденсатной смеси осуществляется по мере снижения давления, и поэтому неравновесные свойства не наблюдаются.

В результате экспериментальных исследований установлено, что процессу выпадения конденсата предшествует процесс образования микрозародышей, которые приводят к появлению релаксационных свойств газоконденсатных систем при давлениях выше давления начала конденсации. Показано, что процесс зародышеобразования зависит от темпа изменения давления в системе.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЛАКСАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ НА ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ

Как было показано, релаксационные свойства газоконденсатных смесей при давлениях выше давления начала конденсации обусловлены процессами образования зародышей новой фазы. Кроме того, установлено, что релаксационные свойства зависят от темпа изменения давления в системе.

Можно предположить, что релаксационные эффекты связаны с такими изменениями параметров системы, которые происходят в реальных технологических процессах при разработке газоконденсатных залежей. Следовательно, учет этих особенностей газоконденсатных смесей имеет большую практическую ценность и может быть использован для повышения производительности скважин.

Для изучения влияния темпа изменения давления газоконденсатной системы на релаксационные свойства газоконденсатных смесей при давлениях выше давления начала конденсации были проведены экспериментальные исследования.

Опыты проводились на установке, схема которой представлена на рис. 4.11. В бомбу высокого давления заправлялась газоконденсатная смесь, состоящая из природного газа и нормального гексана (давление начала конденсации 17,5 МПа при температуре 333 К, газоконденсатный фактор 480 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Бомба высокого давления помещена в термостатируемую рубашку. Температура в системе поддерживалась при помощи термостата и составляла 333 К.

Избыточное давление в рабочей камере бомбы PVT создавалось гидравлическим прессом, который подавал в запоршневое пространство продавочную жидкость. Давление в бомбе регистрировалось при помощи образцового манометра и датчика давления.

Методика проведения экспериментов была следующей.

С уровня 33,6 МПа давление с определенным темпом снижалось до следующих уровней: 30, 30,4, 28,8, 27,2, 25,6, 24,0, 22,4, 20,8 и 19,2 МПа, а затем возвращалось до первоначального с тем же темпом.

Темпы изменения давления в системе составляли 1,67·10<sup>-3</sup> и 3,3× ×10<sup>-3</sup> МПа/с (рис. 4.16).



Рис. 4.16. Зависимость релаксационных свойств газоконденсатных смесей при темпах изменения  $(dp/dt = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ MIIa/c})$ 

Зависимость релаксационных свойств газоконденсатных смесей при темпах изменения давления  $dp/dt = 1,67 \cdot 10^{-3}$  МПа/с показана на рис. 4.18. Для  $dp/dt = 3,3 \cdot 10^{-3}$  МПа/с получен идентичный практический результат.

В ходе экспериментов осуществлялись непрерывные замеры изменения давления. На рис. 4.17 представлены кривые изменения давления для обоих темпов изменения давления в системе.

Как видно из рис. 4.17, кривые изменения давления в интервале 24 МПа и ниже имеют необычный характер. Если до этого уровня давления кривые плавно изменяются и имеют форму экспоненциальной зависимости (см. рис. 4.17,  $\delta$ , кривые 1-5), то по достижении 24 МПа на кривых изменения давления наблюдаются экстремальные точки (см. рис. 4.17, кривые 6-9).

В то же время, подобных явлений при увеличении темпа изменения давления в системе до 3,3 10<sup>-3</sup> МПа/с (см. рис. 4.17) не наблюдается.

Сравнивая зависимости снижения давления от его уровня для обоих темпов изменения давления, видим, что если для  $3,3 \cdot 10^{-3}$  МПа/с эта зависимость монотонно изменяется с уменьшением давления, то для  $1,67 \cdot 10^{-3}$  МПа/с эта закономерность не соблюдается (см. рис. 4.18). То же самое можно сказать об изменении времени стабилизации давления (рис. 4.19).

Отмеченный эффект можно объяснить процессом образования микрозародышей новой формы. При снижении давления в газоконденсатной смеси начинается образование зародышей конденсата. Затем происходит диффузионный процесс перераспределения зародышей по всему объему.

Снижение давления в системе не связано с температурными факторами. Как показали эксперименты, описанные в предыдущем разделе, температура при имеющихся темпах изменения давления в системе не меняется.

Влияние темпа изменения давления в системе на процесс образования и перераспределения зародышей конденсата было исследовано и в другой серии экспериментов.

Релаксационные свойства системы могут порождать нелинейные эффекты и гистерезисные явления (искривление индикаторных зависимостей и др.). Исследования, проведенные на газоконденсатной смеси, показали наличие гистерезисных явлений при изменении давления. Для этого использовались та же установка, что и для предыдущих опытов (см. рис. 4.11), и газоконденсатная



δ*р*, МПа



Рис. 4.17. Кривые изменения давления: *a* - *dp/dt* = 1,67·10<sup>-3</sup> МПа/с; *б* - *dp/dt* = 3,3·10<sup>-3</sup> МПа/с; *1*-9 - соответственно при 30,0; 30,4; 28,8; 27,2; 25,6; 24; 22,4; 20,8; 19,2 МПа



Рис. 4.18. Зависимость изменения давления от уровня снижения давления:  $a - dp/dt = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/с; } 6 - dp/dt = 3,3 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/с}$ 

смесь, состоящая из природного газа и нормального гексана (давление начала конденсации 17,5 МПа при температуре 333 К, газоконденсатный фактор 4800 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Температура термостатирования составляла 333 К.

Эксперименты проводились следующим образом. Начальное давление  $p_0$  составляло 33,6 МПа. С постоянным темпом изменения давления в системе производилось снижение давления до уровня  $p_1$  и затем нагружение до начального уровня  $p_0$ . Уровни снижения давления  $p_1$  составляли 32, 30,4, 28,8, 27,2,



Рис. 4.19. Зависимость времени стабилизации давления от уровня снижения давления:  $a - dp/dt = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/с; } 6 - dp/dt = 3,3 \cdot 10^{-3} \text{ МПа/с}$ 

25,6, 24, 22,4, 20,8 и 19,2 МПа. В процессе разгрузки и последующей нагрузки системы по показаниям измерительной шкалы гидравлического пресса фиксировались значения изменения объема. Эксперименты проводились при темпах изменения давления в системе 1,67 · 10<sup>-3</sup> и 3,3 · 10<sup>-3</sup> МПа/с.

Контрольные опыты, проведенные на природном газе, показали, что независимо от темпа изменения объема системы и уровня снижения давления значения изменения объема и соответствующего изменения давления при прямом и обратном ходе совпадают.

Было установлено, что при темпе изменения давления в системе, равном  $1,67 \cdot 10^{-3}$  МПа/с, на уровнях давлений, превышающих 24 МПа, значения изменения объема и соответствующего изменения давления при нагрузке и разгрузке совпадают. На уровнях давлений ниже 24 МПа имеет место петля на изотерме  $\Delta V - p$ , подобная петля гистерезиса (рис. 4.20). Появление ее объясняется релаксационными процессами образования и перераспределения микрозародышей, их консолидацией, ростом и распадом, которые протекают с разными скоростями.

Полученные результаты показывают, что максимальное увеличение гистерезиса приходится на интервал давлений от 24 до 20,8 МПа.

При увеличении темпа изменения давления до  $3,3 \cdot 10^{-3}$  МПа/с петля на изотерме  $\Delta V - p$  не наблюдается (рис. 4.21).

Кроме того, были проведены эксперименты и построена зависимость изменения давления от изменения объема системы  $p = p(\Sigma V)$  (см. рис. 4.22). Для обработки полученной зависимости был применен аппарат теории катастроф. Анализ обработки результатов экспериментов показал, что, начиная с некоторой величины давления (примерно 25 МПа), соответствующей давлению заро-





Рис. 4.20. Изменение давления в системе в зависимости от изменения объема при темпах изменения давления  $dp/dt = 1,67\cdot10^{-3}$  МПа/с: 1 – прямой ход, 2 – обратный ход





Рис. 4.22. Изменение давления в зависимости от изменения объема при темпах изменения давления  $dp/dt = 3,3\cdot 10^{-3}$  МПа/с

№ п/п	<i>р</i> , МПа	p/z, MIIa	$\Sigma V_{r} \cdot 10^{-6}, \text{ m}^{3}$	№ п/п	<i>р</i> , МПа	<i>р/z</i> , МПа	$\sum V_{\rm r} \cdot 10^{-6}, {\rm m}^3$		
1	33,6	34,8	0	14	24,9	28,4	10 130		
2	32,8	34,2	810	15	24,1	27,8	11 000		
3	32,4	34,0	1350	16	24,0	27,7	11 170		
4	32,0	33.7	1740	17	23,5	27,3	11 880		
5	31,2	33,1	2630	18	23,0	26,8	12 750		
6	30,4	32,6	3610	19	22,4	26,2	13 510		
7	30,0	32,2	4090	20	21,8	25,6	14 220		
8	29,2	31,6	5010	21	21,2	25,0	14 870		
9	28,8	31,3	5460	22	20,8	24,7	15 540		
10	27,8	30,7	6570	23	20,4	24,2	16 320		
11	27,2	30,2	7420	24	19,9	23,7	16 920		
12	26,3	29,6	8200	25	19,5	23,3	17 520		
13	25,5	28,9	9170	26	19,2	22,9	18 160		
	Фактические запасы – 62 000								

T	а	б	л	и	ц	а	4.13
-		-			_		

дышеобразования в свободном объеме, происходит искривление зависимости  $p = p(\Sigma V)$ .

Как известно, для подсчета запасов газа и конденсата используется метод материального баланса. Так как в некоторых месторождениях начальное пластовое давление намного превышает начала конденсации, была построена зависимость  $p/z = p/z(\Sigma V_r)$  в свободном объеме. Результаты эксперимента представлены в табл. 4.13. Давление в системе при этом понижалось до уровня в 1,1 раза выше уровня давления начала конденсации. Затем методом наименьших квадратов были определены запасы газа в системе. При этом расчетные запасы газа в системе оказались на 12 % меньше фактических.

По результатам экспериментальных исследований газоконденсатных смесей, проведенных в свободном объеме, можно сделать вывод о том, что процессу выпадения конденсата предшествует процесс образования микрозародышей, который зависит от темпа изменения давления в системе. Этот процесс проявляется в появлении релаксационных эффектов при давлениях, значительно превышающих давление начала конденсации. Показано, что эти эффекты оказывают влияние на параметры газоконденсатных систем, и, следовательно, возможно их регулирование в реальных технологических процессах добычи газа и конденсата.

## 4.7. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАВНОВЕСНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШФЛУ

Вязкость, плотность, давление насыщения и коэффициент термического расширения являются важнейшими физическими характеристиками ШФЛУ – смеси широких фракций легких углеводородов. На основе значений указанных параметров производятся гидравлические расчеты продуктопроводов, рассчитываются технологические операции по заполнению, опорожнению и хранению ШФЛУ и т.д. Ниже приведены характеристики ШФЛУ, определенные в равновесном состоянии. Проба ШФЛУ отобрана в январе 1989 года на НПС Улу-Теляк продуктопровода Нижневартовск – Уфа при давлении 2,5 МПа и температуре окружающей среды (-25 °C).

1. Вязкость ШФЛУ. Вязкость ШФЛУ определена при давлениях и температурах эксплуатации продуктопровода.

Измерение вязкости газожидкостных смесей и сжиженных газов под давлением производится, как правило, двумя известными методами, основанными на законе Стокса, и по формуле Пуазейля.

Применяемые в нефтяной промышленности вискозиметры ВВДУ предназначены для измерения вязкости нефтей, значения которой значительно выше вязкости ШФЛУ. Во избежание возможных ошибок измерение вязкости производилось капиллярным методом, основанным на формуле Пуазейля

$$V = \frac{\pi \cdot \Delta p \cdot t \cdot R^4}{8\mu \cdot l},\tag{4.47}$$

где V— объем жидкости, протекающий по трубе за время; R— радиус капилляра;  $\Delta p$ — перепад давлений на концах капилляра; t— продолжительность протекания жидкости; l— длина капилляра;  $\mu$ — динамическая вязкость жидкости.

Выражая вязкость из уравнения (4.47), получим

$$\mu = \frac{\pi \cdot \Delta p t R^4}{8Vl} = \frac{A \cdot \Delta p \cdot t}{V}, \qquad (4.48)$$

где  $A = \frac{\pi R^4}{8l}$  — произведение постоянных параметров.

Как видно из (4.48), для определения вязкости на капиллярной установке необходимо производить измерения перепада давления и объема протекающей жидкости за единицу времени.

С этой целью была создана экспериментальная установка для измерения вязкости жидкостей под давлением, схематично показанная на рис. 4.23. Основные технические данные установки следующие: капилляр 5 длиной l = 1 и диаметром 0,7 мм. Рабочее давление равно 17,5 МПа. Преобразователь перепада давления типа «Сапфир»—22DD, модель 2430 имеет предел измерений 0 ÷ ÷25 кПа при рабочем давлении  $p_p = 16$  МПа с выходным сигналом 0 – 20 мВ. Мерник высокого давления 7 имеет объем  $V_{.} = 50 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup> с ценой деления 0,1 · 10<sup>-6</sup> м<sup>3</sup>. Рабочее давление мерника равно 12,5 МПа. Все оборудование кроме баллона 1 и пресса 9 размещается в термошкафу и терморегулируется. Перед



Рис. 4.23. Схема экспериментальной установки:

Рис. 4.23. Схема экспериментальной установки: 1 — баллон с газок; 2 — редуктор; 3 — контейнер поджимный; 4 — напорная колонка; 5 — капилляр; 6 — измерительная система; 7 — мерник высокого давления; 8 — приемный контейнер; 9 — гидравлический пресс; 10 — мензурка; 11, 12 — манометры; 13 — термометр; 14 — система термо-статирования; 15 — регулировочный вентиль; ДД — преобразователь дифференциального давления; БП — блок питания; R —нагрузочное сопротивление; mV — милливольтметр

опытами установка тарируется и полученный поправочный коэффициент тарировки α учитывается при определении μ по формуле:

$$\mu = \alpha A \cdot \Delta p \cdot t / V. \tag{4.49}$$

Лардение МПа	Температура, °С								
Давление, мина	15	16	20	25	35				
12,5 10,0 7,5 5,0 2,5 2,0 1,5 1,0 0,6	0,326 0,302 0,292 0,288 0,2835 0,28137 0,2792 6,0/0,290	0,3128 0,31235 0,2989 0,293 0,289 0,2827 0,2844 0,2978 6,0/0,2896	0,3117 0,30013 0,2888 0,2853 0,2748 0,2705 0,2753 0,2753 0,2757	0,3094 0,29897 0,2926 0,2908 0,2765 0,2745 0,2745 0,2748 0,28035	0,2966 0,2936 0,2879 0,2770 0,264 0,2693 0,2594 0,26465				

Таблица 4.14 Вязкость ШФЛУ, МПа-с

В рассматриваемом случае коэффициент тарировки α = 1,37. Результаты экспериментов приведены в табл. 4.14. Из табл. 4.14 видно, что в интервале давлений 0,2 ≤ p ≤ 0,75 вязкость ШФЛУ снижается на 3÷7 %. Ниже давления 0.2 и выше 0.75 МПа вязкость растет. Изменение температуры с 11 до 35 °С приводит к снижению вязкости ШФЛУ на 4-5 %.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ШФЛУ

**2.** Плотность ШФЛУ. Плотности ШФЛУ при различных термодинамических условиях определены весовым методом с помощью пикнометров высокого давления, используя при этом формулу

$$\rho = \frac{M_1 - M_2}{V\left(1 + f_{\tau} \left(T_1 - T_0\right) + f_p p\right)},\tag{4.50}$$

где  $\rho$  — плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $M_1 - M_2$  — массы сухого и заполненного ШФЛУ пикнометра, кг; V — вместимость пикнометра, м<sup>3</sup>;  $T_0$  — температура, при которой определена вместимость пикнометра; p — избыточное давление в пикнометре. Значения  $f_{\rm T}$  и  $f_{\rm p}$  приняты:  $f_{\rm T} = 4,3\cdot10^{-5}\cdot1/^{\circ}$ С,  $f_{\rm p} = 3,9\cdot10^{-5}$  1/МПа.

Схема установки по определению плотности приведена на рис. 4.24.

ШФЛУ размещается в бомбе PVT, давление в которой изменяется с помощью пресса 3. Температура устанавливается и поддерживается с помощью ультратермостата. Порции ШФЛУ подаются по теплоизолированной гибкой трубе 5. Система приводится к термодинамическому равновесию путем длительной выдержки при постоянной температуре, раскачки бомбы PVT с вложенными шариками. Установление равновесного состояния контролируется высокоточным манометром 6. Затем пикнометры извлекаются из ванны термостата, высушиваются струей воздуха и взвешиваются. Массы пикнометров, использованных при опытах, были: 508,12 и 471,11 г, а вместимости при температуре  $T_0 = 24,5^{\circ}$  равнялись соответственно 33,9 и 33,1 см<sup>3</sup>.

После взвешивания пикнометры присоединяются к гибким трубкам и производится переход к следующему значению давления или температуры и опе-



Рис. 4.24. Схема установки для определения плотности ШФЛУ: 1 – бомба; 2 – пикнометры высокого давления; 3 – пресс; 4 – термостат; 5 – теплоизолированная трубка; 6 – манометр

Таблица 4.15 Плотность ШФЛУ, кг/м<sup>3</sup>

Давление, МПа	Температура, °С			Давление,	Температура, °С		
	15,5	24,5	35,0	МПа	15,5	24,5	35,0
0,8 1,5 2,5	0,612 0,615	0,596 0,599 0,603	0,590 0,593	5,0 10,0 15,0	0,622 0,632 0,641	0,608 0,617 0,626	0,599 0,609 0,618

рации повторяются. Опыты проведены при температурах 15,5÷24,5 и 35 °C; при давлениях 0,8; 2,5; 5,0; 10,0 и 15 МПа.

Результаты определения плотности приведены в табл. 4.15.

Плотность ШФЛУ при рабочих диапазонах изменения параметров колеблется от 0,59 до 0,62 г/см<sup>3</sup>. Наблюдаются следующие тенденции: с ростом температуры и снижением давления — плотность ШФЛУ снижается.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ШФЛУ: ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ, СЖИМАЕМОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТА ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ

Для определения давления насыщения, сжимаемости и коэффициента термического расширения была использована бомба PVT — измерительный пресс, ультратермостат, манометры, колонки для жидкостей, соединительные трубки и другие вспомогательные приборы.

Камера PVT установлена в термостатирующем кожухе и подвешена на подставке с открытыми цанговыми подшипниками скольжения. Стальной шар, помещенный в полость камеры, перекатывается при ее качении на 180° и обеспечивает интенсивное перемешивание исследуемой пробы.

Проба ШФЛУ и поджимная жидкость подводятся к бомбе через вращающиеся сальники. Контроль температуры осуществляется термометром, установленным в специальном кармане в корпусе бомбы, либо по температуре воды на входе или выходе у ультратермостата.

Цилиндр бомбы равновесия снабжен разделительным устройством плавающего типа с низким коэффициентом трения. Разделительное устройство не дает возможности взаимосмешиванию исследуемой жидкости — ШФЛУ и поджимной жидкости — воды.

Для определения давления насыщения и коэффициента сжимаемости ШФЛУ давление в бомбе РVT с пробой ШФЛУ снижают ступенями.

Для создания равновесных условий на каждой ступени давления пробу перемешивают и выдерживают до полной стабилизации давления, т.е. до равновесного состояния. При достижении давления насыщения образуется более упругая газовая фаза, и приращение объема на единицу давления заметно возрастает. Сняв несколько точек ниже давления насыщения, запись прекращают. На построенном графике  $V_* = f(p)$  точка излома кривой соответствует давлению насыщения ШФЛУ, где  $\Delta V_* -$  приращение объема ШФЛУ, p – давление.

Коэффициент сжимаемости  $\beta$  вычисляют как отношение приращения объема ШФЛУ  $\Delta V_*$  к произведению его исходного объема  $V_*$  на приращение давления  $\Delta p_i$ :

$$\beta = \Delta V_{\star} / V_{\star} \cdot \Delta p_i. \tag{4.51}$$

При вычислении коэффициента сжимаемости в объемные показатели пресса  $\Sigma \Delta p_i$  вносят следующие поправки на:

деформацию системы (бомба, пресс, манометр, коммуникации), поправка отрицательная

$$\Delta V_{\rm c} = \beta_{\rm c} \cdot \Delta p_{\rm i}, \tag{4.52}$$

где  $\Delta V_c$  — поправка на объемное расширение системы (бомба равновесия, манометры, пресс и др.), см<sup>3</sup>;  $\beta_c$  — коэффициент упругой деформации системы, см<sup>3</sup>/Па, для стали  $\beta_c = 5,12\cdot 10^{-3}$  см<sup>3</sup>/Па;  $\Delta p_i$  — изменение давления, Па;

сжимаемость поджимной жидкости, поправка отрицательная

$$\Delta V_{\star} = \beta_{\star} V_{\star} \cdot \Delta p_{i}, \qquad (4.53)$$

где  $\Delta V_{\mathbf{x}}$  — объемное приращение жидкости по давлению, см<sup>3</sup>;  $\beta_{\mathbf{x}}$  — коэффициент сжимаемости поджимной жидкости,  $\Pi a^{-1}$ , для воды  $\beta_{\mathbf{x}} = 4,33 \cdot 10^{-5} \Pi a^{-1}$ ;  $V_{\mathbf{x}}$  — объем поджимной жидкости, см<sup>3</sup>.

Исправленное значение приращения объема ШФЛУ

$$\Delta V_{\star} = \sum \Delta V_i - \Delta V_c - \Delta V_{\star}. \tag{4.54}$$

Принимая объем ШФЛУ при давлении исследования за единицу, находят значение относительных объемов для всех значений давления.

$$\Delta \overline{V}_{\mathbf{x}} = \frac{V_{\mathbf{x}} + \Delta V_{\mathbf{x}}}{V_{\mathbf{x}}}.$$
(4.55)

Исходные и расчетные данные вносят в протокол по приведенным ниже формам. В табл. 4.16 приводится расчет давления насыщения, относительного объема и коэффициента сжимаемости ШФЛУ для температуры опыта 30 °C.

Объем пробы ШФЛУ в бомбе 1100 см<sup>3</sup>, объем поджимной жидкости – воды 100 см<sup>3</sup>.

Сжимаемость ШФЛУ рассчитана как среднее из трех измерений сжимаемости при давлениях выше давления насыщения. Для приведенного случая сжимаемость ШФЛУ при температуре 30 °C составляет  $33,54 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>. Давление насыщения ШФЛУ при t = 30 °C равно 0,7 МПа. Аналогично

Давление насыщения ШФЛУ при t = 30 °C равно 0,7 МПа. Аналогично рассчитаны значения  $p_{\rm H}$  и  $\beta$  для других температур. Значения давления насыщения при различных температурах приведены в табл. 4.17 сжимаемости ШФЛУ (3,35·10<sup>-3</sup> МПа<sup>-1</sup>).

Таблица 4.16 Расчет давления насыщения, относительного объема и коэффициента сжимаемости ШФЛУ:  $t_{onterts}$  = 30 °C, объем пробы  $V_n$  = 1100 см<sup>3</sup>, объем жидкости  $V_w$  = 1100 см<sup>3</sup>

Давление		Показание пресса		Поправка		Объем ШФЛУ		Относи- тельный	Сжимае- мость
$p_i$	$\Delta p_i$	Vi	$\Delta V_i$	V <sub>c</sub>	$\Delta V_{\star}$	Vn	$V_n + \Delta V_n$	ооъем V <sub>n</sub>	β, 1/ar
40 20 15 10 8 7 6,64	- 20 25 30 32 33 34	96,35 88,93 86,89 84,77 83,83 82,50 15,00	7,42 9,46 11,58 12,52 13,85 81,35	- 0,102 0,128 0,154 0,164 0,169 0,174	0,086 0,108 0,130 0,138 0,143 0,147	- 7,232 9,224 11,296 12,218 13,538 81,103	1100 1107,232 1109,224 1111,296 1112,218 1113,538 1181,103	0,0000 1,0066 1,0084 1,0102 1,0111 1,0123 1,0737	$\begin{array}{c} - \\ 3,287\cdot10^{-4} \\ 3,354\cdot10^{-4} \\ 3,423\cdot10^{-4} \\ 3,471\cdot10^{-4} \\ 3,729\cdot10^{-4} \\ 2,168\cdot10^{-3} \end{array}$



Зависимость давления насыщения ШФЛУ от температур показана на рис.

4.25. Зависимости  $\Delta V = f(p)$  приведены на рис. 4.26. Коэффициенты термического расширения  $d_*$  определяют при постоянном заданном давлении. В зависимости от исследуемой температуры пробу ШФЛУ



a - z - соответственно при t = 8,5; 16; 30 и 39,7 °С

<i>р</i> , МПа	$10^{-6} \text{ m}^3$	<i>р</i> , МПа	$\Delta V,$ 10 <sup>-6</sup> m <sup>3</sup>	<i>р</i> , МПа	∆ <i>V</i> , 10 <sup>°6</sup> м <sup>3</sup>
13,6 12,36 11,60 10,84 10,12 9,42 8,72	12 14 16 18 20 22 24	8,06 7,40 6,74 6,12 5,50 4,90 4,30	26 28 30 32 34 36 38	3,72 3,16 2,60 2,06 1,54	40 42 44 46 48

Таблица 4.18

#### Зависимость $\Delta V$ от p

либо нагревают, либо охлаждают настолько, чтобы погрешность измерения объемного расширения была бы достаточно малой. В любом случае изменение объема ШФЛУ  $\pm \Delta p_{*}$  относят к объему пробы, соответствующему минимальной температуре  $t_1$ .

В суммарное приращение объема  $\Delta V_i$ , учтенное по показаниям измерительного пресса при  $t_1$  и  $t_2$  вносят следующие поправки на:

объемное расширение бомбы  $\Delta V_6$ , поправка всегда положительная;

$$\Delta V_6 = \alpha_6 \cdot \Delta t, \tag{4.56}$$

где  $\alpha_6$  — коэффициент объемного расширения бомбы,

$$\alpha_6 = 0,54 \cdot 10^{-2}, \quad 10^{-6} \text{ m}^3/{}^{\circ}\text{C}, \qquad (4.57)$$

 $\Delta t = t_2 - t_1$  — разность температур нагревания или охлаждения, °С;

объемное расширение поджимной жидкости в бомбе, поправка всегда отрицательная:

$$\Delta V_{\star} = \alpha_{\star} \cdot V_{\star} \cdot \Delta t, \qquad (4.58)$$

где  $\Delta V_{\mathbf{x}}$  — приращение объема поджимной жидкости, 10 см<sup>3</sup>;  $\alpha$  — коэффициент расширения поджимной жидкости, °C<sup>-1</sup>;  $\alpha_{\mathbf{x}} = 3,2\cdot 10^{-4}$  °C<sup>-1</sup>;  $V_{\mathbf{x}}$  — начальный объем поджимной жидкости, 10 см<sup>3</sup>.

Найденное значение приращения ШФЛУ равно

$$\Delta V_{\ast} = \Delta V_i + \Delta V_6 - \Delta V_{\ast}. \tag{4.59}$$

Коэффициент термического расширения ШФЛУ находят по формуле

$$\alpha_{\rm u t} = \frac{\Delta V_{\rm u t}}{V_{\rm u t} \cdot \Delta t}.\tag{4.60}$$

Результаты измерений параметров при определении коэффициента термического расширения приведены в табл. 4.18.

Используя результаты расчетов, по изложенной выше методике определяют коэффициент термического расширения ШФЛУ, который равен  $\alpha_{*} = 2,271 \cdot 10^{-3} \text{ 1/°C}.$ 

## МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШФЛУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Экспериментальные и теоретические исследования состояния многокомпонентных углеводородных систем показывают необходимость дальнейшего развития основополагающих идей с использованием концепции зародыщей газа. Дальнейшее понимание природы явлений фазовых переходов в таких системах невозможно без учета неравновесных и нелинейных эффектов, связанных с возникновением и взаимодействием зародышей новой фазы. На начальном этапе, когда создается базис подхода, учитывающего эффекты зародышеобразования, целесообразно применение относительно простых моделей синергетики [77]. В рамках синергетического описания удается использовать основные идеи, с помощью которых возможно понимание сущности критических явлений идеи скейлинга и универсальности. Идея скейлинга, связанная с гипотезой масштабной инвариантности, позволяет делать предсказания двух типов. Первая категория предсказаний — это определение соотношений, которые связывают различные критические показатели, вторая категория — это представление данных в некоторых масштабно-инвариантных координатах. Идея универсальности выражается в том, что можно построить некоторый аналог таблицы Менделеева, если разбить все критические системы по классам. Системы, принадлежащие одному классу, имеют одни и те же критические показатели и одно и то же скейлинговое уравнение состояния.

## АНАЛИЗ КРИТИЧЕСКИХ ТОЧЕК НА ИЗОТЕРМАХ

Для диагностирования значения критического давления рассмотрена зависимость снижения давления от приращения объема пробы ШФЛУ неизменной массы, снятая в бомбе PVT при t = 20 °C (рис. 4.27). Начальный объем пробы ШФЛУ  $V_0 = 1,1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>. Увеличение объема производилось порциями по  $\Delta V_0 =$ =  $10^{-6}$  м<sup>3</sup>, поэтому  $\Delta V_0 = i\Delta V_0$ , i = 1, 2... Сами экспериментальные данные при-ведены в табл. 4.18. Как видно из рис. 4.27, зависимость  $p = p(\Delta V)$  аппроксимируется не гладкой кривой, а отрезками прямых. Критические точки  $p_{\kappa i}$ , i = 1, 2 ...4, в которых происходит перелом прямых, образуют последовательность, для которой точка  $p_{\rm H} = 0,468~{\rm M\Pi a} - давление насыщения - представляет собой$ точку сгущения. В точках р<sub>к</sub>, возможно, происходят критические явления, ведущие к структурной перестройке «популяции» зародышевых пузырьков газа. Для выявления критических точек перехода р<sub>кі</sub> может быть предложен приведенный ниже алгоритм. Следует отметить, что вторая производная  $d^2p/dV^2$ мала на участках, аппроксимирующихся прямыми линиями, и велика в окрестностях критических точек ркл. Следовательно, вторая производная может служить диагностическим критерием, позволяющим определить точки перехода. Конечно-разностная аппроксимация величины  $d^2p/dV^2$  приводит к критерию

$$d_i = p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}, \quad i = 2, \dots, N - 1.$$
(4.61)

Однако непосредственное определение критических точек по этому критерию затрудняется тем, что оценка производной неустойчива относительно малых ошибок измерения вследствие некорректности операции дифференцирования экспериментальных данных. Поэтому оценки второй производной нужно



тем или иным способом сгладить. В частности, можно использовать среднее значение величины d по нескольким точкам:

$$D_j = \frac{1}{m} \sum_{i=j-S}^{j+S} d_i, \ j = 2 + S, \dots, N - 1 - S.$$
(4.62)

где m = 2S+1 — число точек, по которым производится осреднение второй производной. Для примера, на рис. 4.28 и 4.29 представлены критерии  $\alpha$  и D (для случая m = 3, S = 1). Как видно, сглаживание второй производной позволяет диагностировать критические значения давления. Они равны  $p_{\kappa 1} = 11,2$  МПа,  $p_{\kappa 2} = 3,7$  МПа,  $p_{\kappa 3} = 1,1$  МПа,  $p_{\kappa 4} = 0,7$  МПа.

Для описания выявленного выше способа достижения системой точки фазового перехода рассмотрена следующая эвристическая модель.

Обозначим через  $X_n$  концентрации микрозародышей газа в объеме ШФЛУ в дискретные моменты времени  $t_n = n\Delta t$ , где  $\Delta t$  — характерное время «жизни» микрозародышей. Предположим, что скорость образования зародышей пропорциональна их концентрации. При столкновении двух зародышей может про-

14\*



изойти образование более крупного зародыша, который «живет» намного меньше, чем мелкие зародыши. Будем считать, что газ, содержащийся в крупных зародышах, переходит при их разрушении в растворенное состояние.

Принятые предположения приводят к следующей модели, описывающей изменение численности зародышей

$$X_{n+1} = a(p)X_n - b(p)X_n^2, \qquad (4.63)$$

где коэффициенты a и b, определяющие скорость образования зародышей и скорость их «гибели» при столкновении, зависят от давления. Переходя к безразмерной переменной  $X^2 = bX/a$  и аппроксимируя зависимость a(p) линейной функцией, получим

$$\tilde{X}_{n+1} = a\left(p\right)\tilde{X}_{n}\left(1-\tilde{X}_{n}\right),\tag{4.64}$$

где  $a(p) = X - \beta p$ .

Как известно, при 1 < a < 3 модель (4.64) имеет устойчивое положение равновесия  $\tilde{X}_0 = (a-1)/a$ , при котором происходит бифуркация, в результате которой возникают автоколебания, период которых последовательно удваивается в бифуркационных точках  $a_2 = 3,41$ ,  $a_3 \approx 3,53$ ,  $a_4 \approx 3,56$ , .... В точке сгущения  $a_x = \lim_{k \to \infty} a_k \approx 3,57$  колебания приобретают хаотический характер.

Естественно предположить, что критические давления  $p_{\kappa i}$  соответствуют бифуркационным значениям параметра *a*:

$$\alpha - \beta p_{\kappa i} = a_{\kappa}. \tag{4.65}$$

Поскольку  $p_{\kappa i} \rightarrow p_{\rm H}$ , то давлению насыщения должно соответствовать значение  $a_{\infty}: p_{\rm H} = (\alpha - a_{\infty})/\beta$ . На рис. 4.30 представлены точки  $(a_i, p_{\kappa i})$ , полученные по значениям  $p_{\kappa i}, a_i$ , приведенным выше. Эти точки ложатся на некоторую прямую, причем давлению насыщения  $p_{\rm H} = 0.468$  МПа действительно соответствует значение  $a = a_{\infty} \approx 3.57$ . Из полученного результата следует, что фазовый переход в рассматриваемой системе происходит аналогично переходу от ламинарного режима течения к турбулентному [65]. При приближении к давлению насыщения ансамбль зародышей газа становится все более неупорядоченным.

По-видимому, существует глубокая аналогия описанного выше факта и с дискретными явлениями в механике разрушений.

Предложенная в этом разделе модель может быть использована при анализе изотерм  $p = p(\Delta V)$ , а также при экспериментальном определении давления насыщения.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШФЛУ

Как известно, значения  $a_{\kappa}$  подчиняются скейлинговому закону М. Фейгенбаума. Поэтому результаты предыдущего пункта показывают на возможности использования скейлинг-подхода к описанию многокомпонентных углеводородных систем при давлении выше давления насыщения. Эмпирические зависимости, полученные в ходе единичного исследования масштабно-инвариантных систем, обладают большой общностью, связанной с возможностью их записи в универсальных (масштабно-инвариантных) координатах. Это позволяет применять эмпирические зависимости в области изменения параметров, гораздо более широкой, чем область, в которой изменялись параметры при определении этой зависимости.

1. Расчет коэффициента сжимаемости. Для получения аналитической зависимости использованы приведенные в таблице 4.19 значения сжимаемости при различных давлениях и температурах. Осуществив переход к масштабноинвариантным координатам  $x = \ln(p/p_{\rm H} - 1)$ ;  $y = \ln(1/\beta p_{\rm H})$ , представим полученные результаты в виде графической зависимости (рис. 4.31). Как видно, экспериментальные точки, соответствующие различным температурам, ложатся в универсальных координатах на одну и ту же кривую 1. Поэтому зависимость сжимаемости от давления можно описать некоторой универсальной функцией

$$\ln(1/\beta p_{\mu}) = f(\ln(p/p_{\mu} - 1)).$$
(4.66)

По данным рис. 4.31 методом наименьших квадратов получено

$$f(z) = 5,91 + 0,517 \cdot z - 0,107 \cdot z^2.$$
(4.67)

Формулы (4.66), (4.67) могут быть использованы при моделировании распределения давления в трубопроводах, перекачивающих ШФЛУ. Отметим, что в широкой области изменения давления (-1 < x < 3, т.е.1, $5p_{\rm H} ) функ$ цию <math>f(z) можно аппроксимировать прямой (см. прямую z на рис. 4.29).

t = 8	,5 °C	t = 1	$19 \text{ °C} \qquad t = 20 \text{ °C}$		20 °C	t = 3	9, <b>7 °</b> C
<i>р</i> , МПа	β, 10 <sup>-3</sup> ΜΠα <sup>-1</sup>	<i>р</i> , МПа	β, 10 <sup>-3</sup> ΜΠα <sup>-1</sup>	<i>р</i> , МПа	β, 10 <sup>-3</sup> ΜΠα <sup>-1</sup>	<i>р</i> , МПа	β, 10 <sup>-3</sup> ΜΠa <sup>-1</sup>
8,96 6,24 4,58 3,16 1,80 0,84 0,84	1,63 2,65 3,13 3,25 3,68 6,63 66,55	7,08 5,72 4,32 2,96 1,72 0,84	2,56 3,10 3,20 3,50 4,94 10,24	13,56 10,84 9,08 7,40 5,80 4,30 2,88 1,54 0,54	2,92 2,57 2,70 2,83 3,02 3,19 3,38 4,53 25,15	4,00 2,00 1,50 1,20 1,00 0,85 0,84	0,77 1,27 1,49 1,55 1,75 3,15 31,61

Таблица 4.19 Зависимость сжимаемости β от *р* и *t* 



При этом

$$f(z) \approx 4,51+0,33z, \text{ t.e. } \beta \cong 0,011 / \left[ p_{_{\rm H}} \left( \frac{p}{p_{_{\rm H}}} - 1 \right)^{0,33} \right].$$
 (4.68)

**2.** Расчет плотности. Расчет плотности по экспериментальным данным, представленным в табл. 4.15, удобно вести с помощью асимптотических координат [20]. Переходя к безразмерным переменным

$$\tilde{\rho} = (\rho - \rho_1(t)) / (\rho_2(t) - \rho_1(t)), \qquad (4.69)$$

где

$$\rho_1(t) = \rho/p = 0.8 \text{ MIIa}, \ \rho_2(t) = \rho/p = 15 \text{ MIIa},$$
 (4.70)

вновь получим, что экспериментальные точки достаточно хорошо ложатся на одну кривую (см. рис. 4.32). Аппроксимируя эту зависимость прямой, получим

$$\tilde{\rho} = 0,07(p-0,8), \qquad (4.71)$$

где р измеряется в МПа.

5 глава

# МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА И ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА

Достоверность используемых запасов газа предопределяет точность прогнозируемых показателей разработки. Достоверность запасов газа зависит от стадии изученности залежи. На ранней стадии изученности месторождения запасы определяют объемным методом по данным ограниченного числа разведочных скважин. В большинстве случаев по этим запасам составляют техникоэкономическое обоснование (ТЭО) целесообразности разработки залежи или «Технологическую схему разработки» месторождения на 1-3 года. За это время бурят дополнительное число разведочных и эксплуатационных скважин, позволяющих доразведовать залежь и подготовить необходимый объем информации для проектирования разработки залежи. Однако существующие методы подсчета запасов газа, газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений даже по истечении периода опытно-промышленной эксплуатации не позволяют с нужной точностью определить извлекаемые запасы газа. К наиболее часто встречаемым факторам, влияющим на точность определения запасов газа, относятся: неоднородность залежи по разрезу и по площади; анизотропия пластов, наличие литологических экранов, положение контакта газ - вода или газ нефть при наличии нефтяной оторочки, конфигурация контура газоносности, эффективная газонасыщенная толщина, насыщенность пористой среды газом, водой, нефтью; порог подвижности флюидов и т.д.

В принципе достаточно высокую точность оценки запасов газа существующими методами можно гарантировать только для высокопористого, однородного высокопроницаемого пласта с известными контуром газоносности и положением газоводяного (газонефтяного) контакта. Таких месторождений в мире практически нет. Поэтому из-за неточности множества параметров, используемых при подсчете запасов газа на любом газовом, газоконденсатном и газонефтяном месторождении, подсчет запасов производится неоднократно по мере накопления новых данных, указывающих на неточность принятых в проекте запасов газа.

Такие ошибки естественны (независимо от объема накопленного материала) в процессах доразведки и разработки месторождений.

Учет же параметров — фильтрационных свойств каждого пропластка (параметр анизотропии; порог подвижности газа и жидкости в каждом пропластке; фазовые проницаемости; запасы высоко- и низкопористых и высоко- и низкопроницаемых пропластков, капиллярные и гравитационные силы; темпы отбора газа из залежи; вскрытие пласта; последовательность залегания пропластков и т.д.) повысит точность определяемых запасов.

Основной недостаток объемного метода заключается в том, что при подсчете запасов газа не только не учитываются фильтрационные параметры, но и исключаются из подсчета запасов низкопористые и низкопроницаемые пропластки. При этом нижний предел пористости принимается без учета реальных возможностей таких пропластков участвовать в процессе истощения залежи. В настоящее время значения нижнего предела пористости и проницаемости пропластков, которые не следует включать в подсчет запасов газа объемным методом, не регламентированы. Поэтому при подсчете запасов газа объемным методом разные территориальные геологические управления принимают разные значения нижних пределов низкопористых и низкопроницаемых пропластков. Общеизвестно, что имеются пласты с достаточно высокой пористостью, но весьма низкой проницаемостью и наоборот. Значение пористости при подсчете запасов газа объемным методом не должно быть критерием для подсчета запасов. Критерием, скорее, может быть проницаемость и ее связь с капиллярными давлениями и порогом подвижности в таких случаях для жидких и газовых фаз.

При подсчете запасов газа объемным методом не учитывается возможность подключения в разработку низкопроницаемых пропластков по мере достижения в процессе разработки предельной величины депрессии между истощенными высокопроницаемыми и не вступившими в разработку низкопроницаемыми пропластками.

Таким образом, одной из основных задач проектировщика при прогнозирования показателей разработки является детальное изучение по всем параметрам представленного подсчета запасов, для учета влияния этих параметров при проектировании. Проектировщик обязан проверить и при необходимости пересчитать параметры, которые усредняются при подсчете запасов объемным методом. К этим параметрам относятся: пористость, газоводонасыщенность, толщина газонефтеносных пластов, давление, температура, состав газа, положение ГВК по площади (газонефтяного контакта при наличии оторочки), а также параметры двухфазной зоны.

На месторождениях, введенных в разработку, кроме объемного метода используют и метод падения пластового давления, за теоретическую основу которого принято уравнение материального баланса. Этот метод позволяет оценить текущие извлекаемые запасы газа на момент его применения в зоне, вовлеченной в разработку, и, в первую очередь, из высокопроницаемых пропластков. Вовлечение в разработку низкопроницаемых пропластков по этой методике учитывается в неявной форме. Поэтому по методу падения пластового давления определяются запасы, когда неизвестно, из каких пропластков эти запасы, с какими фильтрационными и емкостными параметрами и когда включились или включатся в разработку эти пропластки. Определяемые методом падения пластового давления запасы в целом зависят от:

геометрии (размеров) дренируемой зоны; фильтрационных и емкостных параметров пропластков; параметра анизотропии; запасов упругих сил водоносного бассейна; степени вторжения подошвенной или контурной вод в газовую залежь; темпа отбора газа из месторождения; размещения и числа скважин и др. При подсчете запасов газа методом падения пластового давления усредняется практически только один параметр — пластовое давление по площади и при значительной толщине залежи — и по толщине. Очень существенно влияют на запасы газа по этому методу вторжение воды в залежь (не на начальной стадии разработки), перетоки газа и ввод новых скважин или группы скважин в разработку в зоне, уже вовлеченной в разработку.

Метод в одинаковой степени применим для отдельных скважин, кустов, УКПГ, но с одновременным по всем скважинам, кустам и УКПГ измерением давления и отбором газа с последующим суммированием полученных удельных запасов газа по залежи.

Отмеченные выше недостатки методов подсчета запасов могут быть устранены принципиально новым подходом к оценке запасов газа, каким является использование геолого-математических моделей месторождений или их фрагментов массивного и пластового типов, учитывающих как емкостные, так и фильтрационные свойства каждого пропластка многослойного неоднородного пласта. Теоретические основы и технология подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей будут изложены позже.

## 5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Как было отмечено, проектировщик перед прогнозированием показателей разработки должен проанализировать принятые при подсчете запасов газа исходные данные и оценить величины запасов, представленные для проектирования. В основном при прогнозировании показателей разработки месторождений представляются запасы, подсчитанные объемным методом по формуле

$$Q_{3au} = F_r h_r m_r \alpha_r p_{u,r,cp} T_{cr} / z_{cp} p_{ar} T_{u,r,cp}, \qquad (5.1)$$

где  $F_{\rm r}$  — площадь газоносности;  $h_{\rm r}$  — газонасыщенная толщина;  $m_{\rm r}$  — газонасыщенная пористость;  $\alpha_{\rm r}$  — газонасыщенность пористой среды;  $p_{\rm вл.ср}$  — средневзвешенное пластовое давление;  $T_{\rm cr}$  — стартовая температура, равная  $T_{\rm cr}$  = 293 K;  $z_{\rm cp}$  — средний коэффициент сверхсжимаемости газа;  $p_{\rm ar}$  — атмосферное давление;  $T_{\rm вл.ср}$  — средняя пластовая температура, K.

При подсчете запасов для вычисления  $F_r$  используют планиметр; величину  $h_r$  в литературе обычно именуют эффективной, так как в разрезе имеются заглинизированные и практически непроницаемые пропластки. Эти пропластки при объемном методе подсчета запасов исключаются из подсчета. Предельно низкие значения пористости и проницаемости таких пропластков в каждом конкретном случае принимаются произвольно. Эти значения могут быть оспорены только экспертами ГКЗ РФ. Средневзвешенное пластовое давление  $p_{пл.ср}$  усредняется по объему. При большом этаже газоносности усреднение должно быть проведено путем разбивки залежи на слои по толщине. Значение  $z_{cp}$  определяется для значений  $p_{пл.сp}$ .

Каждый из параметров, входящий в формулу (5.1), определяется с той или иной степенью точности. Точность зависит, прежде всего, от изученности месторождения. На стадии разведки месторождения число скважин, вскрывших продуктивный разрез, ограничено. Отсутствие других возможностей получить информацию обусловливает необходимость принятия параметров, входящих в расчетную формулу, для всего месторождения таких, какие установлены по данным ограниченного числа разведочных скважин. Для повышения достоверности емкостных параметров необходимо увеличивать число разведочных и эксплуатационных скважин. При известном периметре контура газоносности увеличение числа скважин не увеличивает запасов газа, и дальнейшие разведочные работы становятся нецелесообразными, как это видно из рис. 5.1.

Средние значения подсчетных параметров, входящих в формулу (5.1), определяются из карт: эффективных мощностей по площади залежи, пористости, газонасыщенности, изобар и температур.

По таким картам, используя приведенные ниже формулы, определяют подсчетные параметры:

$$h_{cp} = \sum h_i F_i / \sum F_i; \quad m_{cp} = \sum m'_i F_i / \sum F_i; \quad m'_i = \sum m_i h_i / \sum h_i;$$
  

$$\alpha_{cp} = \sum \alpha'_i F_i / \sum F_i; \quad \alpha_i = \sum \alpha_i h_i / \sum h_i; \quad T_{cp} = \sum T'_i F_i / \sum F_i;$$
  

$$T'_i = T_{kpow} + Th/2; \quad p_{cp} = \sum V_i p_{imn} / \sum V_i,$$
(5.2)

где  $h_i$  — толщина *i*-й площади;  $F_i$  — площадь *i*-го участка;  $m_i$  — средняя пористость *i*-й площади;  $m'_i$  — пористость *i*-го пропластка толщиной  $h_i$ ;  $\alpha'_i$  — средняя газонасыщенность *i*-й площади;  $\alpha_i$  — газонасыщенность *i*-го пропластка толщиной  $h_i$ ;  $T'_i$  — средняя температура *i*-й площади. Если вместо  $T_{\rm кров}$  известна температура газа у подошвы, то знак плюс в формуле для определения  $T'_i$  заменяется на знак минус;  $p_i_{\rm пл}$  — среднее пластовое давление *i*-го объема  $V_i$ . Значение  $V_i$  можно определить, используя результаты лабораторных изучений образцов породы, геофизических исследований, а также газогидродинамических исследований скважин при нестационарных режимах фильтрации. В частности, объем зоны, дренируемой исследуемой скважиной, определяют путем обработки кривых восстановления давления по формуле

$$V_{i} = \pi R_{\kappa i}^{2} m h \alpha = 24, 2 \cdot 10^{-3} Q_{0i} p_{\mu \nu i} T_{\mu \pi i} z_{\mu \pi} / \beta_{i} \beta_{1i} p_{\pi \tau} T_{c\tau}, \qquad (5.3)$$

где  $R_{\kappa i}$  — радиус контура питания дренируемой *i*-й скважиной;  $mh\alpha$  — комплексный параметр — пористая газонасыщенная толщина;  $Q_{0i}$  — дебит *i*-й скважины перед закрытием для снятия КВД;  $p_{nni}$  — пластовое давление в зоне расположения исследуемой скважины;  $z_{nni}$  — коэффициент сверхсжимаемости газа при  $p_{nni}$  и  $T_{nni}$ ;  $\beta_i$  и  $\beta_{1i}$  — коэффициенты, определяемые по результатам обработки кривой восстановления движения в *i*-й скважине по формулам, полученным для «бесконечного» пласта и конечных размеров.





С – себестоимость; Q – прирост запасов; S – площадь контура газоносности, n – число скважин Величина  $V_i$ , определяемая по формуле (5.3), зависит от продолжительности работы скважин перед закрытием для снятия КВД. В принципе, если вся газоносная площадь охвачена дренированием имеющимися скважинами, то при одновременном снятии КВД и их обработки формулами для конечного и «бесконечного» пластов с последующим суммированием полученных  $V_i$  можно определить газонасыщенный объем всей залежи:  $V = \Sigma V_i$ . Если же дренированием охвачена не вся залежь, то полученные объемы будут соответствовать только дренируемому в данный момент времени объему месторождения.

Достаточно часто, для оценки достоверности параметра  $mh\alpha$ , определенного по данным лабораторных и геофизических исследований, по КВД определяют не  $V_{i}$ , а  $mh\alpha$ , используя при этом формулу (5.3) в следующем виде:

$$(mh\alpha)_{i} = 7,7 \cdot 10^{-3} Q_{0i} p_{nni} T_{nni} z_{nni} / \beta_{i} \beta_{1i} R_{ki}^{2} p_{a\tau} T_{c\tau}.$$
(5.4)

По известным по отдельным скважинам значениям (*mh*α); можно определить среднюю по всему месторождению величину

$$(mh\alpha)_{\rm cp} = \sum (mh\alpha)_i / n. \tag{5.5}$$

Зная объем залежи нетрудно вычислить запасы газа месторождения по формуле

$$Q_{3a\pi} = V p_{\rm cp \ n.r.H} T_{\rm ct} / p_{\rm ar} Z_{\rm cp \ n.r.H} T_{\rm n.r.}, \qquad (5.6)$$

где  $p_{\rm cp\ n.n.H}$  — среднее начальное пластовое давление;  $z_{\rm cp\ n.n.H}$  — средний начальный коэффициент серхсжимаемости газа и  $T_{\rm n.n}$  — пластовая температура.

Полученные по формуле (5.6) запасы газа иногда называют геологическими. Естественно, что в процессе разработки по различным причинам извлекаются не все запасы газа. Поэтому в проекте разработки должна быть рассмотрена величина извлекаемых запасов газа. Используя формулы (5.1) или (5.6), величину извлекаемых запасов газа можно определить по формуле

$$Q_{\mu_{3B}} = Fh_{cp}m_{cp}\alpha_{cp}T_{cT}\eta_{\kappa}[p_{cp\ \Pi.T.H}/z_{cp\ \Pi.T.H} - p_{cp\ \kappa}/z_{cp\ \kappa}]/p_{aT}T_{\Pi,T},$$
(5.7)

где  $p_{\rm cp\ \kappa}$  — среднее конечное пластовое давление газа;  $z_{\rm cp\ \kappa}$  — средний коэффициент сверхсжимаемости газа при  $p_{\rm cp\ \kappa}$  и  $T_{\rm nn}$ . Теоретически можно принять, что

$$p_{\rm cp\ \kappa} = p_{\rm y} {\rm e}^{\rm s}, \tag{5.8}$$

где  $p_{y.ct}$  – статическое устьевое давление, равное 0,1 МПа,

$$s = 0,03415\overline{\rho}L/z_{\rm cp}T_{\rm cp}; \tag{5.9}$$

L – глубина середины газоносного пласта;  $\bar{\rho}$  – относительная плотность газа);

 $\eta_{\kappa}$  — коэффициент газоотдачи, связанный не только с конечным давлением пласта, но и защемлением, неоднородностью пористой среды по площади и по толщине и т.д. Формула (5.7) является разновидностью уравнения материального баланса

$$p_{\tau}/z_{\tau} = p_{\mu}/z_{\mu} - Q_{no6}p_{a\tau}T_{un}/VT_{c\tau}, \qquad (5.10)$$

где  $p_{\tau}$ ,  $p_{\mu}$  — текущее и начальное пластовые давления газа;  $z_{\tau}$ ,  $z_{\mu}$  — коэффициенты сверхсжимаемости газа при  $p_{\tau}$ ,  $p_{\mu}$  соответственно (при температуре пласта  $T_{\pi\tau}$ ).

## 5.2. УРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА

Теоретической основой подсчета запасов газа метода падения пластового давления является уравнение материального баланса. Точность определения запасов газа этим методом зависит от режима залежи. Практически идеальную точность определения запасов газа этим методом можно гарантировать при полном вовлечении в разработку залежи, имеющей газовый режим и однородной по емкостным и фильтрационным параметрам. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: газовый и упруговодонапорный. В условиях сравнительно интенсивного вторжения воды в газовую залежь точность определения запасов газа снижается из-за отсутствия информации о количестве вторгшейся воды в газовую залежь и изменения давления газа в газовой части залежи. Количество вторгшейся в газовую залежь воды зависит от разности давлений в газоносной и водоносной частях залежи. параметров пласта и упругих запасов водоносного бассейна. В начальной стадии разработки разница в давлениях не велика, и темп падения пластового давления в газовой части близок к темпу газового режима. Поэтому при упруговодонапорном режиме залежи запасы газа методом падения пластового давления определяют по начальному участку графической зависимости  $p_{cp}/z_{cp}$  от  $Q_{or}$ .

Уравнение материального баланса, используемое в качестве основы метода падения пластового давления для подсчета запасов газа, имеет вид:

$$p_{\rm cp \, \tau}/z_{\rm cp \, \tau} = p_{\rm cp \, \mu} V_{\mu} / z_{\rm cp \, \mu} V_{\tau} - Q_{\nu \tau} p_{\rm a \tau} T_{\mu \pi} / T_{\rm c \tau} V_{\tau}, \qquad (5.11)$$

где  $p_{\rm cp\ T}$ ,  $p_{\rm cp\ H}$  — текущее и начальное средние пластовые давления;  $z_{\rm cp\ T}$ ,  $z_{\rm cp\ H}$  — коэффициенты сверхсжимаемости газа при  $p_{\rm cp\ T}$ ,  $p_{\rm cp\ H}$  и  $T_{\rm n,T}$ ;  $V_{\rm H}$ ,  $V_{\rm T}$  — начальный и текущий газонасыщенные объемы залежи. При газовом режиме газоносный объем залежи остается неизменным, т.е.

$$V = V_{\rm H} = V_{\rm T} = \text{const.} \tag{5.12}$$

Газовый режим существует при низких фильтрационных параметрах пористой среды в газоносной зоне, где фильтрация воды затруднена; при ограниченных упругих запасах водоносного бассейна. Искусственно газовый режим залежи можно создать путем сверхвысоких темпов отбора газа из газоносной зоны, когда вторжение воды не успевает за отбором газа.

Введя обозначения:  $\overline{p} = p/z$  и  $\alpha = 293,15V/1,033$   $T_{un}$ , формулу (5.11) можно представить в виде

$$\overline{p}_{\tau} = \overline{p}_{\parallel} - Q_{\rm or}(t)/\alpha. \tag{5.13}$$

Обработав данные, полученные в процессе разработки месторождения в координатах  $\bar{p}_{\tau}$  от  $Q_{o\tau}(t)$ , определяют  $\alpha$  и, зная его значение, вычисляют запасы газа по формуле

$$Q_{\text{pan}} = \alpha \, \overline{p}_{\mu}. \tag{5.14}$$



Запасы газа, дренируемые в данный момент времени, могут быть определены и графически путем экстраполяции прямой (при газовом режиме) зависимости  $\bar{p}$  от  $Q_{or}(t)$  до пересечения этой линии с линией абсцисс, как это показано на рис. 5.2.

Значение α можно определить и по методу наименьших квадратов:

$$\alpha = \sum Q_{\text{or}\,i} / \left[ N \overline{p}_{\text{H}} - \sum \overline{p}_{\text{r}\,i} \right].$$
(5.15)

Тогда, вместо формулы (5.14) получим

$$Q_{\text{зап}} = \overline{p}_{\text{сри}} Q_{\text{от}}(t) / \left[ \overline{p}_{\text{сри}} - \overline{p}_{\text{сри}} \right] \quad \text{или} \quad Q_{\text{зап}} = Q_{\text{от}}(t) / \left[ 1 - \overline{p}_{\text{сри}} / \overline{p}_{\text{сри}} \right]. \tag{5.16}$$

Существенное значение при определении запасов газа методом падения пластового давления имеет определение среднего значения текущего давления, приведенного к единой дате.

Для удельных площадей с одинаковыми размерами среднее текущее давление может быть определено по формуле:

$$p_{\rm cp\ \tau} = \sum p_{\tau i} m_i h_i F_i \alpha_i / \sum m_i h_i F_i \alpha_i.$$
(5.17)

Приведенные выше формулы получены для месторождения в целом или эксплуатационного объекта залежи. Однако этот метод можно использовать как для отдельных скважин, кустов, так и для отдельных зон дренируемых скважин, подключенных в одну УКПГ. При этом для каждого из перечисленных объектов (скважина, куст, УКПГ) должны быть построены зависимости  $p_{ri}/z_{ri}$  от  $Q_{ori}$ . Если подсчет запасов газа осуществляется по отдельным объектам, то необходимо соблюдать следующие условия:

суммировать запасы газа, полученные для отдельных групп скважин, подключенных в различные УКПГ, для отдельных кустов или отдельных скважин;

привести подсчет запасов газа по всем этим группам, кустам или скважинам к единой дате.

## 5.3. УЧЕТ ПРОДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ЗАЛЕЖЬ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ГАЗА МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ ЗАЛЕЖИ

Оценка запасов газа разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений перед составлением уточненного проекта разработки является одним из основных вопросов для проектировщика. Одной из определяющих задач при оценке запасов газа методом падения пластового давления должен быть учет влияния вторжения воды в газовую залежь на характеры изменения во времени объема газонасыщенной зоны и текущего пластового давления. Поводом для такой оценки запасов газа могут быть объемы водоносного бассейна, фильтрационные параметры газоносных пластов, пластовое давление и т.д. Вторжение воды в газовую залежь может быть установлено по нескольким признакам: снижение уровня воды в пьезометрических скважинах, увеличение минерализации воды, выносимой газом, искривлением зависимости p/z от  $Q_{ct}$  и т.д. Однако на практике достаточно часто встречаются случаи, когда характер изменения зависимости p/z от  $Q_{cr}$  остается линейным (см. кривую 2 на рис. 5.2), несмотря на то, что вода в газовую залежь вторгается. Следовательно, линейная зависимость p/z от  $Q_{cr}$  имеет место не только при газовом режиме. Так, например, в многослойных неоднородных газовых и газоконденсатных залежах из-за взаимодействия между пропластками и подошвенной или контурной водами возможен случай, когда характер зависимости между падением давления и отбором газа из месторождения может оказаться подобным зависимости при газовом режиме, и наоборот.

В любом случае, при упруговодонапорном режиме, кроме названных выше признаков проявления упруговодонапорного режима, в проекте должно быть оценено количество вторгшейся в залежь подошвенной или краевой воды. Затем должно быть сопоставлено это количество с объемом, занятым газом и установлено влияние вторжения воды в залежь на величину пластового давления в газоносной зоне.

Уравнение материального баланса при упруговодонапорном режиме залежи имеет вид

$$p_{\rm cp\,\tau}/z_{\rm cp} = p_{\rm cp\,\tau}/z_{\rm cp\,H} \frac{V_{\rm H}}{V_{\rm T}} - \frac{Q_{\rm op}p_{\rm ar}T_{\rm n,\tau}}{V_{\rm T}T_{\rm cr}},$$
(5.18)

где V<sub>н</sub> — начальный газонасыщенный объем залежи; V<sub>т</sub> — текущий газонасыщенный объем залежи, частично занятый водой:

$$V_{\rm T} = V_{\rm B} - Q_{\rm B}(t), \tag{5.19}$$

 $Q_{s}(t)$ — объем вторгшейся в газовую залежь воды за время разработки от нуля до t. С учетом (5.19) уравнение материального баланса при упруговодонапорном режиме примет вид:

$$\frac{p_{\rm cp\,\tau}}{z_{\rm cp\,\tau}} = \frac{p_{\rm cp\,\mu}}{z_{\rm cp\,\mu} \left[1 - Q_{\rm B}(t)/V_{\rm H}\right]} - \frac{Q_{\rm or} p_{\rm HT} T_{\rm HB}}{T_{\rm cr} \left[1 - Q_{\rm B}(t)/V_{\rm H}\right]}.$$
(5.20)

Количество вторгшейся за время t в газовую залежь воды  $Q_{\mathbf{s}}(t)$  может быть определено приближенными и численными методами. Следует подчеркнуть, что как приближенные, так и численные методы при расчете количества вторгшейся воды в газовую залежь допускают поршневое вытеснение газа водой, хотя в реальных условиях такое вытеснение практически невозможно из-за неоднородности пористой среды. Формально неполнота вытеснения газа водой может быть учтено путем введения в формулу начальной и текущей газонасыщенности:

$$\frac{p_{\rm cp\,T}V_{\rm H}\alpha_{\rm cp\,H}}{z_{\rm cp\,H}} = \frac{p_{\rm cp\,T}V_{\rm T}\alpha_{\rm cp\,T}}{z_{\rm cp\,T}} - \frac{Q_{\rm oT}p_{\rm AT}T_{\rm H}}{T_{\rm cT}} + \alpha_{\rm cp\,oc}\frac{p_{\rm cp\,BT}\left(V_{\rm H}-V_{\rm T}\right)}{z_{\rm cp\,BT}},\tag{5.21}$$

где  $\alpha_{cp\ B}$ ,  $\alpha_{cp\ T}$  — средняя начальная и текущая газонасыщенности газовой залежи;  $p_{cp\ BT}$  — среднее давление в обводненной части газовой залежи;  $\alpha_{cp\ oc}$  — отношение защемленного объема газа к объему порового пространства обводненной части пласта. При практических расчетах в ряде случаев можно принять  $p_{cp\ T} = p_{cp\ BT}$ , и тогда формула (5.21) примет вид:

$$\frac{p_{\rm cp\, \pi}}{z_{\rm cp\, \mu}} = \frac{p_{\rm cp\, \pi} \alpha_{\rm cp\, \mu} V_{\mu}/z_{\rm cp\, \mu} - p_{\rm ar} Q_{\rm or} T_{\mu \mu}/T_{\rm cr}}{\alpha_{\rm cp\, \tau} V_{\tau} + \alpha_{\rm cp\, cc} \left(V_{\mu} - V_{\tau}\right)},\tag{5.22}$$

где

$$\alpha_{\rm cp\,\tau} V_{\tau} = \alpha_{\rm cp} \left[ V_{\rm u} - Q(t) / (\alpha_{\rm cp\,\tau} - \alpha_{\rm cp\,or}) \right], \tag{5.23}$$

α<sub>ср</sub> – средняя по объему газонасыщенность, определяемая по формуле

$$\alpha_{\rm cp} = \frac{1}{V} \int_{0}^{V_{\rm h}} \alpha dV.$$
 (5.24)

Один из приближенных методов определения объема вторгшейся в залежь пластового типа воды, схематично показанный на рис. 5.3, изложен в работе [5].

Согласно этой методике допускается, что газовая залежь пластового типа расположена в центре водонапорного бассейна «бесконечной» протяженности. В основу этой методики заложен принцип притока жидкости с заданным безразмерным дебитом  $\overline{Q}(f_0)$ , зависящим от параметра Фурье, к укрупненной скважине (газовая залежь принимается за укрупненную скважину с некоторым средним давлением, принимаемым как забойное давление для водоносного бассейна) Ван-Эвердингена и Херста.

Порядок расчета количества вторгшейся воды в залежь  $Q_{\rm B}(t)$  следующий.

Газовую залежь представляют в форме «укрупненной» скважины, радиус которой определяется по известной площади газоносной зоны

$$F = \pi R_a^2, \tag{5.25}$$

где  $R_3$  — радиус эквивалентного круга с площадью, равной площади газоносной зоны, но не круглой формы. Если возмущение, вызванное разработкой газовой



Рис. 5.3. Схема продвижения воды в газовую залежь пластового типа

залежи, за рассматриваемый период времени не достигает внешней границы водоносного бассейна, то водоносный пласт принимается бесконечным по протяженности, что позволяет при решении задачи считать давление на контуре водоносного бассейна постоянной величиной. Кроме того, считается, что укрупненная скважина с радиусом  $R_3$  эксплуатируется с постоянным во времени перепадом давления  $\Delta p = p_{\rm H} - p_3$ . Здесь  $p_{\rm H}$  — начальное давление в водоносном пласте, а  $p_3$  — забойное давление на стенке укрупненной скважины (средневзвешенное давление в газоносной зоне).

Требуется определить изменение во времени суммарного количества воды, вторгшейся в газовую залежь, Q<sub>8</sub>(t). Эта зависимость имеет следующий вид:

$$Q_{\rm B \ CYM}(t) = 2\pi k_{\rm B} h R_{\rm s}^2 \Delta p \overline{Q}(f_0) / \mu_{\rm B} \varkappa, \qquad (5.26)$$

где  $k_{\rm B}$  — средняя для водоносного пласта проницаемость; <u>h</u> — средняя толщина водоносного пласта;  $\mu_{\rm B}$  — динамическая вязкость воды;  $\overline{Q}(f_0)$  — безразмерная функция, зависящая от параметра Фурье  $f_0$ , где

$$f_0 = \varkappa t / R_a^2; \tag{5.27}$$

 средний для водоносного пласта коэффициент пьезопроводности, определяемый по формуле

$$\kappa = k_{\rm B}/m\mu_{\rm B}\beta, \tag{5.28}$$

 $\beta = \beta_{\rm B} + \beta_{\rm n} / m$ ;  $\beta_{\rm B}$ ,  $\beta_{\rm u} - \kappa_0$  фициенты объемной упругости пластовой воды и пористой среды.

Функция  $\overline{Q}(f_0)$ , имеет различные зависимости, диктуемые граничными условиями. Для расчета  $Q_{\mathfrak{s}}(t)$  по формуле (5.26) составлена таблица для функции  $\overline{Q}(f_0)$  (табл. 5.1).

Как было отмечено выше, для получения расчетной формулы одним из условий было постоянство перепада давления  $\Delta p = \text{const}$ , что в реальных условиях не соблюдается, если не ставить специальную цель по его соблюдению, в чем практически нет нужды. Поэтому для искомых результатов используется метод суперпозиции. Задается характер изменения забойного (среднего пластового давления газовой залежи) давления на стенке укрупненной скважины. Изменение пластового давления в газовой залежи зависит от количества вторг-
Таблица 5.1 Значения функции **Q** (ƒ₀) и ƒ₀

$f_0$	$\overline{Q}(f_0)$	fo	$\overline{Q}(f_0)$	fo	$\overline{Q}(f_0)$	$f_0$	$\overline{Q}(f_0)$
0,01	0,112	100	43,01	70·10 <sup>3</sup>	$12,7\cdot10^{3}$	50·10 <sup>6</sup>	560·10 <sup>°</sup>
0,10	0,404	200	75,86	$100 \cdot 10^3$	$17,6\cdot10^3$	70·10 <sup>6</sup>	782-10 <sup>6</sup>
0,20	0,606	300	105,8	$200 \cdot 10^3$	$33,1.10^3$	100.10 <sup>6</sup>	109-10 <sup>6</sup>
0,30	0,758	500	162,4	$300.10^3$	48,2 10 <sup>3</sup>	300-10 <sup>6</sup>	310-10 <sup>6</sup>
0,50	1,020	600	189,7	500 10 <sup>3</sup>	$76,9\cdot10^3$	500-10 <sup>6</sup>	503·10 <sup>7</sup>
1,00	1,570	700	216,0	$700.10^3$	$103  10^3$	1000-10 <sup>6</sup>	972·10 <sup>5</sup>
2,00	2,442	1000	293,1	$1000.10^3$	146 10 <sup>3</sup>	3.10 <sup>9</sup>	277.10 <sup>6</sup>
3,00	3,209	2000	532,0	$2000 \cdot 10^3$	$278 \cdot 10^{3}$	5.10 <sup>9</sup>	451.10 <sup>6</sup>
5,00	4,541	3000	759,0	$3000 \cdot 10^3$	$406 \cdot 10^3$	10.10 <sup>9</sup>	875·10 <sup>6</sup>
7,00	5,749	5000	1190	$5000.10^3$	$654 \cdot 10^{3}$	50 10 <sup>9</sup>	409·10 <sup>7</sup>
10	7,417	7000	1600	$6000 \cdot 10^3$	776-10 <sup>3</sup>	100·10 <sup>9</sup>	795·10 <sup>7</sup>
20	12,29	$10.10^{3}$	2190	$7000.10^3$	896-10 <sup>3</sup>	500·10 <sup>9</sup>	375·10 <sup>8</sup>
30	16,81	20·10 <sup>3</sup>	4080	10·10 <sup>6</sup>	125.104	1000-10 <sup>9</sup>	$728 \cdot 10^8$
50	24,82	$30.10^{3}$	5890	20 10 <sup>6</sup>	239.104	2000-109	142·10 <sup>9</sup>
70	32,28	50·10 <sup>3</sup>	9340	30·10 <sup>6</sup>	352·10 <sup>4</sup>		

шейся в нее воды, что осложняет возможность сравнительно точно задаться средним пластовым давлением. Эту трудность можно устранять методом последовательных приближений. В первом приближении допускается, что давление в залежи изменяется так, как оно изменялось бы при газовом режиме. Тогда изменение во времени пластового давления газовой залежи (забойного давления на стенке укрупненной водяной скважины) можно представить в виде

$$p_{\rm cp \ \tau} = \frac{p_{\rm cp \ H} z(p_{\rm cp \ \tau})}{z(p_{\rm cp \ \tau})} - \frac{p_{\rm aT} Q_{\rm do6}(t) z(p_{\rm cp \ \tau}) T_{\rm HA}}{T_{\rm cT} V_{\rm H}}.$$
(5.29)

Используя исходные данные  $p_{\rm cp\ B}$ ,  $T_{\rm nn}$ ,  $T_{\rm cr}$ ,  $V_{\rm B}$ , рассчитывая  $z(p_{\rm cp\ T})$  по известным фактическим или заданным суммарным отборам газа  $Q_{\rm no6}(t)$ , соответствующим различным периодам времени по продолжительности разработки, строят зависимость  $p_{\rm cp\ T}$  от t, имеющую вид, показанный на рис. 5.4. Из этой



Рис. 5.4. Изменение средневзвешенного пластового давления в процессе разработки

зависимости находят значения  $\Delta p_0$ ,  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2 \dots \Delta p_{n-1}$ . Затем по принципу суперпозиции суммарное количество воды, поступающей в залежь к моменту времени *t*, определяют по формуле

$$Q_{\mathbf{R} \ cym}(t) = \frac{2\pi k_{\mathrm{B}} h R_{\mathrm{s}}^{2}}{\mu_{\mathrm{B}} \varkappa} \Big[ \Delta p_{0} \overline{Q} \left( f_{0} \right) + \Delta p_{1} \overline{Q} \left( f_{0} - f_{01} \right) + \Delta p_{2} \overline{Q} \left( f_{0} - f_{02} \right) + \dots + \Delta p_{n-1} \overline{Q} \left( f_{0} - f_{0 n-1} \right) \Big].$$
(5.30)

При этом перепады давления  $\Delta p_0$ ,  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2$  и т.д. определяют приток воды в газовую залежь за промежутки времени t,  $t-t_1$ ,  $t-t_2$  и т.д. Значения функции Фурье  $f_0$  находят по формулам

$$f_{0} = \kappa t/R_{3}^{2}; f_{0} - f_{01} = \kappa (t - t_{1})/R_{3}^{2}; f_{0} - f_{02} = \kappa (t - t_{1})/R_{3}^{2};$$

$$f_{0} - f_{0 n-1} = \kappa (t - t_{n-1})/R_{3}^{2} = \kappa \Delta t/R_{3}^{2}.$$
(5.31)

По известным значениям функций Фурье из табл. 5.1 находят  $\overline{Q}(f_0)$ .

Далее по формуле (5.30) вычисляют  $Q_{B \text{ сум}}(f)$ . Рассчитанный таким образом параметр  $Q_{B \text{ сум}}(f)$  для различных отрезков времени затем используют для определения изменения давления газовой залежи:

$$p_{\rm cp \, \tau} = \frac{z(p_{\rm cp \, \tau})}{\bar{\alpha}_{\rm cp}V_{\rm H} - Q_{\rm B \, cym}(t)} \left[ \frac{\alpha_{\rm cp}p_{\rm cp \, \rm H}V_{\rm H}}{z(p_{\rm cp \, \rm H})} - \frac{p_{\rm ar}Q_{\rm AOG}(t)T_{\rm HA}}{T_{\rm cr}} \right].$$
(5.32)

Полученное из уравнения (5.32) давление будет иметь завышенное значение по сравнению с давлением, определяемым по формуле (5.29), так как приток воды в газовую залежь согласно формуле (5.19) снижает газонасыщенный объем V<sub>н</sub>. Это связано с тем, что при принятом характере изменения среднего давления залежи по газовому режиму разница между контурным давлением водоносной зоны и средним давлением газовой залежи (забойным давлением водяной укрупненной скважины) превышает истинное значение перепада, получаемого при упруговодонапорном режиме. Вследствие этого получается, что количество воды, рассчитанное по формуле (5.30), завышено. Для уточнения пластового давления в газовой залежи и более точного определения Q<sub>в сум</sub>(f) проводятся расчеты со вторым приближением, для чего строится зависимость между p<sub>ср т</sub>, полученной по формуле (5.32), и f. Далее эта зависимость разбивается на элементы  $\Delta f$ , равные по времени (как правило, величину шага по времени  $\Delta f$  принимают 0,5 или 1,0 год). Затем снова находят значения  $\Delta p_0$ ,  $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2$ и т.д. По известным  $\Delta p_i$  и  $\Delta(f)$  и по формуле (5.30) снова вычисляют  $Q_{a} \operatorname{сум}(f)$ . Новые значения Q<sub>в сум</sub>(f), полученные во втором приближении, используют в уравнении (5.32) для вычисления  $p_{cp \tau}$ . Новая зависимость  $p_{cp \tau}$  от f оказывается, как правило, выше аналогичной зависимости, полученной при первом приближении.

Таким образом, для определения количества вторгшейся в газовую залежь воды  $Q_{\rm B\ cym}(f)$  необходимо задаваться зависимостью  $p_{\rm cp\ T}$  от f, сначала хотя бы при газовом режиме. В принципе, для нахождения среднего текущего давления в газовой залежи можно задаваться объемом воды  $Q_{\rm B\ cym}(f)$  от f. Тогда при заданном  $Q_{\rm B\ cym}(f)$  во времени уравнение для определения  $p_{\rm cp\ T}$  будет иметь вид

Таблица 5.2 Значения функции  $\bar{p}(f_0)$ и  $f_0$ 

$f_0$	$\overline{p}(f_0)$	f <sub>0</sub>	$\overline{p}(f_0)$	$f_0$	$\overline{p}(f_0)$	f <sub>0</sub>	$\overline{p}(f_0)$
0,01 0,05 0,10 0,25 0,20 0,25 0,30 0,40 0,50 0,60 0,70 0,80	0,112 0,229 0,315 0,376 0,424 0,469 0,503 0,504 0,616 0,659 0,702 0,735	0,90 1,00 1,50 2,00 2,50 3,00 4,00 5,00 6,00 7,00 8,00 9,00	$\begin{array}{c} 0,772\\ 0,802\\ 0,927\\ 1,020\\ 1,101\\ 1,169\\ 1,275\\ 1,362\\ 1,436\\ 1,500\\ 1,556\\ 1,604 \end{array}$	10 15 20 25 30 40 50 60 70 80 90 100	1,651 1,829 1,960 2,067 2,147 2,282 2,388 2,476 2,550 2,615 2,672 2,733	150     200     250     300     400     500     600     700     800     900     1000     1000     1000     1000     1000     1000	2,921 3,064 3,173 3,263 3,406 3,516 3,608 3,684 3,750 3,809 3,860

$$p_{\rm cp \ \tau}(R_{\rm o}) = p_{\rm cp \ H} - \frac{Q_{\rm s}\mu_{\rm B}B}{2\pi k_{\rm p}h} \bar{p}(f_{\rm 0}), \qquad (5.33)$$

где B — объемный коэффициент воды;  $\overline{p}(f_0)$  — функция, имеющая вид аналогичной функции  $\overline{Q}(f_0)$  с той лишь разницей, что функции Бесселя будут первого и второго рода и первого порядка. Значения функции  $\overline{p}(f_0)$ , так же, как и  $\overline{Q}(f_0)$ , табулированы Ван-Эвердингеном и Херстом (табл. 5.2). Однако эти расчеты в данной книге не приводятся, так как изложенный выше метод  $p_{cp \tau}$  от f более реалистичен, чем задания  $Q_{\text{в сум}}(f)$  от f.

# 5.4. УЧЕТ ПОДЪЕМА ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ЗАЛЕЖЬ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ГАЗА МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Представленная выше методика определения вторгшейся в газовую залежь воды применима только для месторождений пластового типа, (т.е. к контурным водам) и неприменима для оценки количества вторгшейся в газовую залежь подошвенной воды. Для определения количества подошвенной воды, вторгшейся в газовую зону в залежах массивного типа, также предложено несколько приближенных способов. Учитывая, что все приближенные методы определения количества вторгшейся в газовую залежь воды носят весьма ориентировочный характер, предлагается только одна из методик, достаточная для оценки количества воды, поступающей в массивную газовую залежь. Схема продвижения подошвенной воды показана на рис. 5.5. Допускается, что залежь имеет форму шарообразного сегмента или конуса. Тогда можно представить объем газонасыщенной зоны залежи V в виде зависимости от высоты h при общей толщине газоносной зоны H и определить характер изменения площади



Рис. 5.5. Схема продвижения воды в газовую залежь массивного типа

контакта газ – вода (газ – нефть при наличии оторочки) F в зависимости от высоты подъема ГВК h. В горизонтальной части пласта фильтрацию сжимаемой воды к укрупненной скважине постоянного радиуса  $R_0$  принимают плоскорадиальной. Падение давления на стенке укрупненной скважины рассчитывают так же, как и в случае продвижения краевой воды, используя известное решение Ван-Эвердингена и Херста.

Движение несжимаемой подошвенной воды вверх в ранее газонасыщенную часть залежи принимается одномерным. Проницаемость в вертикальном направлении может отличаться от горизонтальной проницаемости. Фазовая проницаемость воды обводненной зоны  $k_{\phi B}$  зависит от газонасыщенности  $\alpha_r$ , которая в свою очередь зависит от средневзвешенного по объему порового пространства обводненной зоны залежи давления  $p_{cp B}$ .

Последовательность расчета продвижения подошвенной воды в газовую залежь описана в работе [5]:

в зависимости от литологии пласта (песчаник, известняк, доломит и т.д.) с известными значениями абсолютной проницаемости  $k_0$  и открытой пористости  $m_0$  оценивают насыщенность пород связанной водой, используя одну из формул:

$$S_{\mu} = 0.437 - 0.1551 \, \lg \frac{k_0}{m_0}; \ S_{\mu} = 0.283 - 0.11 \, \lg \frac{k_0}{m_0}; \ S_{\mu} = 0.182 - 0.11 \, \lg \frac{k_0}{m_0}, \ (5.34)$$

где  $S_{n}$ ,  $S_{\mu}$  и  $S_{\pi}$  — объемы связанной воды в пластах, состоящих из песка, песчаника и известняка и доломита соответственно. При расчетах значение  $k_0$  должно иметь размерность  $10^3$  мкм<sup>2</sup>, а пористость дана в %. Затем по известному значению *s* следует вычислить начальную газонасыщенность в долях единиц:

$$\alpha_{\rm Hr} = 1 - S. \tag{5.35}$$

Остаточную газонасыщенность обводненной зоны  $\alpha_{or}$  следует выполнять по формуле

$$\alpha_{\rm or} = \alpha_{\rm Hr} (1 - \beta_0), \qquad (5.36)$$

где  $\beta_0 = 1,415 (\alpha_{\rm Hr} \cdot m_0)^{0,5}$ . В расчетах продвижения воды необходимо значение пьезопроводности водоносной области

$$k_{\rm B} = k_0/m_0\mu_{\rm B}(\beta_{\rm B} + \beta_{\rm c}/m_0), \qquad (5.37)$$

 $\beta_{\text{B}}, \beta_{\text{c}}$  — коэффициенты объемной упругости пластовой воды и пористой среды соответственно;  $\mu_{\text{B}}$  — динамическая вязкость воды. Далее по известной величи-

не  $k_{\rm B}$ , а также  $R_{
m s}$  для выбранного шага времени  $\Delta f$  вычисляют безразмерное время

$$t_6 = k_{\theta} \Delta f / R_{\theta}^2. \tag{5.38}$$

По известному времени  $t_6$  и граничным условиям определяют безразмерное падение давления на стенке укрупненной скважины  $p_6$ . Задается произвольное давление  $p'_0$  на начальном газоводяном контуре  $R_3$  в конце временного шага  $\Delta f$ ,  $p'_0$ . Зная  $T_{nn}$  и  $p'_0$  вычисляется значение  $z'_0$ . Приравняв средневзвешенное по объему обводненной части залежи давление к контурному на стенке укрупненной скважины, вычисляют среднюю объемную газонасыщенность обводненной зоны в зависимости от темпа отбора. При отнощении годового отбора газа к его запасам, превышающем 20 %, (т.е.  $Q_r/Q_{3an} > 0,20$ ), зависимость объемной газонасыщенность объемной газонасыщенность объемной газонасыщенности слабосцементированного песчаника от среднего давления может быть представлена в виде

$$\alpha_{\rm r} = \alpha_{\rm Hr} - 0.185 \left( 1 - p_0' z_{\rm H} / z_0' p_{\rm H} \right). \tag{5.39}$$

Если темп отбора газа менее 20 %, т.е.  $Q_r/Q_{3au} < 0,2$ , то формулу (5.39) можно представить в следующем виде:

для песчаников:

$$\alpha_{\rm r} = \alpha_{\rm or} [1,25 - (p_{\rm B}/p_{\rm H} - 0,5)^2]; \qquad (5.40)$$

для несцементированных песков:

$$\alpha_{\rm r} = \alpha_{\rm H} [1,49 - (p_{\rm B}/p_{\rm H} - 0,3)^2]. \tag{5.41}$$

После нахождения значения  $\alpha_r$  для песчаников или несцементированного песка приближенно определяют фазовую проницаемость для воды в обводненной зоне

$$k_{\rm dys} = k_{\rm B} (1 - \alpha_{\rm r})^3. \tag{5.42}$$

Количество воды, поступающей в газовую залежь, т.е. в так называемую укрупненную скважину, приближенно можно вычислить по формуле

$$Q_{\rm B} = 2\pi k_{\rm B} \left( p_0 - p_0' \right) / \mu_{\rm B} p_6. \tag{5.43}$$

Значения параметров  $k_{\rm B}$ ,  $p'_0$  и  $p_6$  должны быть определены в описанной выше последовательности. При заданных значениях  $k_{\rm B}$  (это делается экспериментально) и выбранных значениях  $p'_0$  и  $p_6$  вычисляется значение  $Q_{\rm B}$  к данному моменту времени. При известном объеме вторгшейся воды можно вычислить текущий радиус укрупненной скважины, т.е. газоводяного контакта R, используя формулу

$$R(f) = \left[ R_0^2 - Q_{\rm B} \Delta t / \pi hm \left( 1 - \alpha_{\rm r} \right) \right]^{0.5}.$$
 (5.44)

Зная величины  $Q_{\rm B}$ , R(t) и  $k_{\rm \phi B}$ , следует вычислить текущее пластовое давление на сечении газоводяного контакта:

$$p(t) = p'_{0} - Q_{\rm B} \mu_{\rm B} \ln \frac{R_{0}}{R(t)} / 2\pi k_{\rm \phi B} h.$$
 (5.45)

437

По известной величине p(t) и температуре пласта определяют коэффициент сверхсжимаемости газа. Объем добытого газа из залежи устанавливают либо по заранее заданной закономерности во времени, как исходное условие на потребляемое количество газа, либо его можно определить, используя уравнение материального баланса

$$Q_{3a\pi} - Q_{oc\tau} = Q_{3a\pi} - \frac{T_{c\tau}}{T_{n\pi}} \left[ \pi h m_0 \left( R^2 - R_6^2 \right) (1 - S) \frac{p_{cp,\tau}}{z_{cp,\tau}} + Q'_{\pi o 6} = +\pi h m_0 \left( R^2 - R_6^2 \right) \alpha_r \frac{p_{cp,B}}{z_{cp,B}} \right].$$
(5.46)

При  $R >> R_6$  и  $p_{\rm cp\ B}/z_{\rm cp\ B}$  =  $p_0'/z_{\rm cp}(\ p_0')$  получим

$$Q'_{\pi 06} = Q_{3au} - \frac{T_{cr}}{T_{nn}} \left[ \pi R_0^2 h m_0 \alpha_r \frac{p'_0}{z(p'_0)} + \pi R_0^2 h m_0 \alpha_r \frac{p'_0}{z(p'_0)} \left( \alpha_{cp \, u} \frac{P}{z} - \alpha_r \frac{p'_0}{z(p'_0)} \right) \right].$$
(5.47)

Если определенный по формуле объем добытого газа отличается от объема, предусмотренного потребителем, т.е. заданного во времени отбора, то необходимо соблюдение условия

$$\left[Q_{ao6} - Q'_{ao6}\right] / Q_{ao6} < \varepsilon, \tag{5.48}$$

где  $\varepsilon$  — заданная погрешность расчетов. Если  $Q_{\text{доб}} \neq Q'_{\text{доб}}$ , то расчеты повторяют, начиная от определения давления на начальном газоводяном контакте  $p'_0$  в конце временного шага  $\Delta t$ .

Для следующих новых значений временных интервалов расчеты повторяют с использованием метода суперпозиции при определении понижения безразмерного давления  $p_6$  на границе с радиусом  $R_0$  при различных, но постоянных за интервал времени  $\Delta t$  расходах воды, вторгшейся в газовую залежь, используя формулу

$$p_{\rm H} - p_{\rm H}(t) = \Delta Q_{\rm s0} p_6(t) + \Delta Q_{\rm s1} p_6(t - t_{\rm I}) + \dots + \Delta Q_{\rm s1} p_6(t - t_{\rm H})$$
(5.49)

или в общем виде формулу:

$$p_{\rm H} - p_6(t) = \sum_{i=0}^{n-1} \Delta Q_{\rm Bi} p_6(t)_{n-1}, \qquad (5.50)$$

где  $p_6(t)$  – давление на стенке укрупненной скважины при  $t = n \cdot \Delta t$ ;

$$p_6(t)_{n-1} = p_6(t),$$

когда

$$t = (n - i)\Delta t. \tag{5.51}$$

Затем необходимо вычислить изменение дебита воды  $\Delta Q_{\rm B}$  и средний объем поступающей в газовую залежь воды  $Q_{\rm B \, cym}(t)$  по формулам

$$\Delta Q_{Bn} = \frac{C[p_{H} - p_{n}(t)] - \Delta Q_{B1} p_{6}(t - t_{1}) - \Delta Q_{B2} p_{6}(t - t_{2}) - \dots - \Delta Q_{Bn} p_{6}(t - t_{n-1})}{p_{6}(\Delta t)}; \quad (5.52)$$

$$Q_{\rm B cp}(f) = + \frac{\Delta Q_{\rm B1} p_6(t-t_1)}{p_6(\Delta t)} + \frac{\Delta Q_{\rm B2} p_6(t-t_2)}{p_6(\Delta t)} + \dots + \frac{\Delta Q_{\rm Bn} p_6(\Delta t)}{p_6(\Delta t)};$$
(5.53)

где

$$Q_{\rm B \ CYM}(f) = Q_{\rm B}(f)f \quad \text{if} \quad C = 2\pi k_{\rm B} h_{\rm B} / \mu_{\rm B}.$$
(5.54)

По суммарному известному  $Q_{\rm s \ сум}(f)$  необходимо рассчитать объем порового пространства необводненной части залежи V, площадь контакта газ – вода, а также высоту подъема воды в залежь  $h_{\rm n}$  по следующим формулам:

$$V = V_{\rm H} - Q_{\rm B \, cym}(f)(1-\alpha); h_n = H \left[ 1 - \left( V/V_{\rm H} \right)^{0.5} \right]; \quad F = 2V / \left[ m \left( H - h \right) \right], \quad (5.55)$$

где  $V_{\rm H}$  — начальный газонасыщенный объем, равный  $V_{\rm H} = \pi R_0^2 Hm/2$ .

Давление на текущем контакте газ - вода следует оценить по формуле

$$p(f) = p'_{0} - \frac{Q_{\rm B}(t)\mu_{\rm B}h}{Fk_{\rm \Phi B}},$$
 (5.56)

а объем извлеченного из залежи газа  $Q_{no6}^1$  по формуле

$$Q_{ao6}' = Q_{aan} - \frac{T_{cr}}{T_{nn}} \left[ V \frac{p(t)}{p_{ar} z \left[ p(t) \right]} + \alpha_r (V_{\mu} - V) \frac{p_{BCP}}{P_{ar} z \left( p_{BCP} \right)} \right].$$
(5.57)

Если амплитуда массивной залежи H сравнительно велика и высота подъема воды измеряется десятками метров, то необходимо учесть противодавление, создаваемое столбом вторгшейся воды высотой  $h_{\rm n}$ , используя при этом равенство  $\Delta p_h = \rho_{\rm n} g h_{\rm n}$ , а затем в формулах из значений  $p_{\rm o}^{\rm I}$  вычесть  $\Delta P_h$ .

В заключение следует подчеркнуть, что предлагаемые приближенные формулы для определения объема вторгшихся в газовую залежь подошвенной или контурной вод позволяют только оценить влияние упруговодонапорного режима на характер зависимости p/z от Q<sub>лоб</sub> при определении запасов газа методом падения пластового давления. Это связано с тем, что предлагаемые так же, как и другие, приближенные методы получены для продвижения воды в однородном изотропном пласте. Кроме того, для получения сравнительно простых расчетных формул приняты такие схемы продвижения воды, какие на практике трудно обнаружить. Несмотря на это даже с принятыми допущениями проектировщик должен проверять оценочный объем воды, который мог бы продвинуться в газовую залежь. Причем следует помнить, что даже в пределах одного месторождения возможны продвижения воды как подошвенной, так и контурной (по отдельным изолированным пропласткам). Для этого требуется детальное изучение строения залежи и гидродинамических связей между пропластками многопластовых залежей.

# 5.5. МЕТОД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА<sup>\*</sup>

Метод использования геолого-математических моделей газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений разработан по заказу РАО «Газпром» в 1996 г. Возникновение метода вызвано неточностью имеющихся в настоящее время методов: объемного и падения пластового давления, не учитывающих фильтрационные свойства газоносных пластов при подсчете запасов газа. Неучет фильтрационных свойств пропластков, особенно низкопористых и низкопроницаемых, каких на любом месторождении около 30 % от этажа газоносности, приводит к неоднократному пересчету запасов газа в процессе разработки, проектирования или корректировки проекта разработки из-за неточности заложенных запасов газа при предыдущем проекте.

Дифференцированный подсчет запасов газа каждого пропластка, включая низкопористые низкопроницаемые коллекторы, целесообразен тогда, когда эти запасы участвуют в разработке залежи. Возможность участия в разработке запасов газа низкопроницаемых пропластков не может быть установлена на стадии разведки залежи, когда запасы газа определяются объемным методом. Хотя на этой стадии, используя результаты геофизических исследований и детальной интерпретации этих результатов, можно установить емкостные параметры всего разреза с точностью до десятых долей метров толщины, т.е. определить пористость, газонасыщенность, проницаемость и толщину каждого пропластка. По этим данным можно оценить запасы каждого пропластка независимо от их проницаемости. Далее используют вычисленные значения этих параметров для создания геолого-математической модели залежи или ее фрагментов с соответствующими параметрами на различных участках газоносной площади, с последующим суммированием полученных результатов. При создании геологоматематических моделей важное значение имеют последовательность залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков; наличие гидродинамической связи между пропластками; величина вертикальной проницаемости - параметра анизотропии; наличие тектонических нарушений; порог подвижности газа и жидкости в высоко- и низкопроницаемых пропластках; активность подошвенной и краевой вод; количество растворенного газа в воде (нефти при наличии оторочки); темп отбора газа из высокопроницаемых пропластков; вскрытие этих пропластков и др.

Теоретической основой такого способа определения запасов газа является использование теории трехмерной, многофазной нестационарной фильтрации в неоднородной по толщине и по площади залежи с учетом параметра анизотропии, капиллярных и гравитационных сил, изменения свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от давления, фазовых переходов и т.д.

Такая научная основа требует решения системы уравнений, описывающих изотермическую (возможно и низкотермическую) фильтрацию многокомпонентной, многофазной смеси в пористой среде:

Раздел (5.5-5.7) написан совместно с Б.Е. Сомовым.

$$\operatorname{div}\left[k'\sum\frac{k_{\alpha}\rho_{\alpha}l_{\alpha}}{\mu_{\alpha}}l_{\alpha k}\left(\operatorname{grad} p_{\alpha}-\rho_{\alpha}g\cdot\operatorname{grad}\overline{z}\right)\right]-m'\frac{\partial}{\partial t}\sum\left[m_{\alpha}\rho_{\alpha}l_{\alpha}s_{\alpha}\right]-\sum Q_{\alpha k}=0,\qquad(5.58)$$

где k — число компонентов, k = 1, 2, 3 ..., k.

Система (5.58) пополняется следующими соотношениями:

$$\sum_{k'} l_{\alpha k} = 1; \quad \sum_{\alpha} s_{\alpha} = 1; \quad p_{\alpha} - p_{\beta} = p_{c\alpha - \beta}(s_{\alpha}), \quad (5.59)$$

 $\alpha$  — число фаз; если система состоит из трех компонентов, т.е. k = 3, и из трех фаз, т.е.  $\alpha = 3$ , то получим:

$$\rho_{\alpha} = \rho(p_{\alpha}); \quad l_{\alpha k} = l(p_{\alpha}); \quad \mu_{\alpha} = \mu(p_{\alpha}); \quad m_{\alpha} = m(p_{\alpha}); \quad k_{1} = k(s_{1});$$

$$k_{2} = k(s_{2}, s_{3}); \quad k_{3} = k(s_{3}); \quad p_{1} - p_{2} = p_{c_{1,2}}(s_{1}); \quad p_{2} - p_{3} = p_{c_{1,2}}(s_{3}). \quad (5.60)$$

В уравнениях (5.58) и (5.59) k' и m' – соответственно проницаемости и пористости пласта в точке с координатами  $x, y, z; p_{\alpha}, k, \rho_{\alpha}, \mu\alpha, s_{\alpha}, l_{\alpha}$  – соответственно давление, плотность, относительная фазовая проницаемость, вязкость, насыщенность для k-го компонента в  $\alpha$ -й фазе, взаиморастворимость фаз.

Изменение пористости от давления записывают в виде

$$m_{\alpha} = m_{\rm at} + \beta_{\rm c}(p_{\alpha} - p_{\rm at}), \qquad (5.61)$$

где  $m_{\alpha}$  — пористость, зависящая от давления;  $m_{\rm ar}$  — пористость при атмосферном давлении;  $\beta_{\rm c}$  — коэффициент сжимаемости пласта.

Производительность источника (стока) k-го компонента, моделирующего скважину, определяется формулой

$$Q' = \sum_{\alpha} Q_{\alpha k}, \tag{5.62}$$

 $p_{c}^{\alpha-\beta}$  – капиллярное давление между фазами  $\alpha$  и  $\beta$ ; g – ускорение свободного падения;  $\bar{z}$  – глубина залегания пласта; f – время.

Для удобства дальнейшего рассмотрения задачи введем безразмерные параметры:

$$p_{\alpha}^{*} = p_{\alpha}/p_{0}; \ [k]^{*} = k' / k_{0}; \ \rho_{\alpha}^{*} = p_{\alpha}/p_{0}; \ \mu_{\alpha}^{*} = \mu_{\alpha}/\mu_{0};$$

$$\overline{z}^{*} = \overline{z} / \overline{z}_{0}; \ G = Q\rho_{0}z_{0} / p_{0}; \ \overline{\beta}_{c} = \beta_{0}p_{0} / m_{0}; \qquad (5.63)$$

$$[Q_{k}]^{*} = \mu_{0}Q_{ck}/R_{0}k_{0}\rho_{0}p_{0}; \ m_{\alpha}^{*} = m_{\alpha}/m_{0} = 1 - \beta_{c} \left(p_{\alpha}^{*} - p_{ar}^{*}\right),$$

где  $p_0$ ,  $k_0$ ,  $\rho_0$ ,  $\mu_0$ ,  $R_0$ ,  $z_0$  – характерные значения давления, проницаемости, плотности, вязкости, линейного размера и глубины залегания пласта.

Опуская для удобства в дальнейшем звездочки (\*) и принимая трехкомпонентную и трехфазную систему, с учетом, (5.63) вместо (5.58) получим

$$\operatorname{div}\left[k'(A_{k_{1}} \cdot \operatorname{grad} p_{1} + A_{k_{2}} \cdot \operatorname{grad} p_{2} + A_{k_{3}} \cdot \operatorname{grad} p_{3})\right] =$$
$$= m'\left[\beta_{k_{1}}\frac{\partial p_{1}}{\partial \tau} + \beta_{k_{2}}\frac{\partial p_{2}}{\partial \tau} + \beta_{k_{3}}\frac{\partial p_{3}}{\partial \tau}\right] + Q_{k} + G\operatorname{div}\left[k'\left(A_{k_{1}}\rho_{1} + A_{k_{2}}\rho_{2} + A_{k_{3}}\rho_{3}\right)\right], \quad (5.64)$$

441

$$k = 1, 2, 3; A_{k_1} = k_1 \rho_1 l_1^k / \mu_1; A_{k_2} = k_2 \rho_2 l_2^k / \mu_2; A_{k_3} = k_3 \rho_3 l_3^k / \mu_3;$$
(5.65)

$$\beta_{k_{1}} = \overline{\beta}_{c} \rho_{1} l_{l}^{k} s_{1} + m_{1} \left[ s_{1} \left( l_{1}^{k} \frac{\partial \rho_{1}}{\partial p_{1}} + \rho_{1} \frac{\partial l_{1}^{k}}{\partial p_{1}} \right) + \rho_{1} l_{1}^{k} \frac{\partial s_{1}}{\partial (p_{1} - p_{2})} \right] - m_{2} \rho_{2} l_{2}^{k} \frac{\partial s_{1}}{\partial (p_{1} - p_{2})};$$

$$\beta_{k_{2}} = \overline{\beta}_{c} \rho_{2} l_{2}^{k} (1 - s_{1} - s_{3}) + m_{2} \left\{ (1 - s_{1} - s_{3}) \left( l_{2}^{k} \frac{\partial \rho_{2}}{\partial p_{2}} + \rho_{1} \frac{\partial l_{2}^{k}}{\partial p_{2}} \right) + \right.$$

$$+ \rho_{2} l_{2}^{k} \left[ \frac{\partial s_{1}}{\partial (p_{1} - p_{2})} - \frac{\partial s_{3}}{\partial (p_{2} - p_{3})} \right] \right\} - m_{1} \rho_{1} l_{1}^{k} \frac{\partial s_{1}}{\partial (p_{1} - p_{2})} - m_{3} \rho_{3} l_{3}^{k} \frac{\partial s_{3}}{\partial (p_{2} - p_{3})};$$

$$\beta_{k_{3}} = \overline{\beta}_{c} \rho_{3} l_{3}^{k} s_{3} + m_{3} \left[ s_{3} \left( l_{3}^{k} \frac{\partial \rho_{3}}{\partial p_{3}} + \rho_{1} \frac{\partial l_{3}^{k}}{\partial p_{3}} \right) + \rho_{3} l_{3}^{k} \frac{\partial s_{3}}{\partial (p_{2} - p_{3})} \right] - m_{2} \rho_{2} l_{2}^{k} \frac{\partial s_{3}}{\partial (p_{2} - p_{3})}.$$

$$(5.66)$$

Индексы 1, 2 и 3 относятся соответственно к газовой, конденсатной (нефтяной) и водяной фазам.

Решение системы уравнений (5.64) при соответствующих граничных условиях позволяет получить распределение давления в фазах и величины насыщенности пористой среды произвольной формы с произвольным размещением скважин. Система уравнений (5.64) является нелинейной, и ее решение возможно только численным методом интегрирования.

В частности, в данном случае изложен метод неполной разностной факторизации, детально рассмотренный в работах [7-11 и др.].

В матричном виде разностное уравнение, аппроксимирующее систему уравнений (5.64), можно представить как

$$\underline{M} = p = q. \tag{5.67}$$

Допустим, что

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{M}}) \cdot \hat{p} = \hat{q} + \underline{\underline{M}}\hat{P} + \underline{\underline{M}}\hat{P} - \underline{\underline{M}}\hat{P}$$
(5.68)

И

$$d\widehat{P}^{m+1} = \widehat{P}^{m+1} - \widehat{P}^{m}, \qquad (5.69)$$

где т – номер итерации. Тогда вместо равенства (5.68) с учетом (5.69) получим

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}}) \cdot d\widehat{P}^{m+1} = \widehat{P}^{m}, \qquad (5.70)$$

где

$$\widehat{P}^{m} = \widehat{q} - \underline{\underline{M}} \widehat{P}^{m}; \qquad (5.71)$$

<u>М</u> — матрица коэффициентов разностных уравнений; <u>М</u> — вспомогательная матрица, позволяющая факторизовать систему (5.67);  $\hat{P}$  — искомая функциявектор;  $\hat{q}$  — правая часть разностных уравнений — вектор, как и функция  $\hat{P}$ .

Значения векторов  $\hat{P}$  и  $\hat{q}$  необходимо находить из определений:

$$\widehat{P} = \begin{bmatrix} P_{1jk} \\ \cdots \\ P_{ijk} \\ \cdots \\ P_{MNkz} \end{bmatrix}, P_{ijk} = \begin{bmatrix} P^{i} \\ P^{2} \\ P^{3} \end{bmatrix}_{ijk}, \quad \widehat{q} = \begin{bmatrix} q_{1jk} \\ \cdots \\ q_{ijk} \\ \cdots \\ q_{MNkz} \end{bmatrix}, \quad q_{ijk} = \begin{bmatrix} q^{i} \\ q^{2} \\ q^{3} \end{bmatrix}_{ijk}, \quad (5.72)$$

где  $P_{ijk}^{\alpha}$  и  $q_{ijk}^{\alpha}$  — фазовые давления и правая часть уравнения (5.67), соответствующая определенному компоненту смеси.

Сущность используемой методики неполной разностной факторизации заключается в следующем: семидиагональная матрица системы разностных уравнений, к которым сводится дифференциальная система (5.64), при соответствующих граничных и начальных условиях представляется в виде производной — двух верхних и нижней треугольных матриц. Обычное разложение факторизация матрицы  $\underline{M}$  на верхнюю  $\underline{U}$  и нижнюю  $\underline{L}$  — треугольные матрицы приводит к появлению нулевых членов между диагоналями как нижней, так и верхних матрицы. При значительном числе узлов разностной сетки решение точной факторизованной, т.е. разложенной на множители системы требует большой памяти для хранения членов матриц и значительных затрат машинного времени на решение. Во избежание этого матрицу  $\underline{M}$  можно модифицировать путем добавления некоторой вспомогательной матрицы  $\underline{N}$  таким образом, чтобы нулевые члены сохранялись только на главных диагоналях. При этом модифицированная матрица  $\underline{M} + \underline{N}$  легко факторизуется на произведение матриц  $\underline{U} \cdot \underline{L}$ .

Новая модифицированная матрица (<u> $\underline{M}$  + <u>N</u>) должна удовлетворять соотношению</u>

$$\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}} = \underline{\underline{L}} \cdot \underline{\underline{U}}, \tag{5.73}$$

где <u>L</u> и <u>U</u> – нижняя и верхняя треугольные матрицы.

Из равенств (5.70) и (5.73) следует, что

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}}) \cdot d\widehat{P}^{m+1} = \underline{\underline{LU}} d\widehat{P}^{m+1} = \widehat{R}^{m}.$$
(5.74)

Если обозначить

$$\underline{\underline{U}}d\widehat{P}^{m+1} = \widehat{V},\tag{5.75}$$

то вместо равенства (5.74) получим:

$$L\widehat{V} = \widehat{R}^{\,m}.\tag{5.76}$$

Тогда решение уравнения (5.70) можно получить следующим образом: сначала из уравнения (5.76) найдем:

$$\widehat{V} = L^{-1}\widehat{R}^m,\tag{5.77}$$

а затем из (5.75) определим

443

$$d\widehat{P}^{m+1} = \underbrace{\underline{U}}^{-1}\widehat{V}.$$
(5.78)

Граничные условия на скважинах задаются в виде производительности источника или стока, приходящейся на один узел разностной сетки. Если не все границы пласта непроницаемы, то можно задавать переток флюида через внешнюю границу пласта при помощи источников, расположенных в граничных узлах пластов.

Изложенный выше метод решения многомерной, многофазной нестационарной фильтрации в пористой среде может быть использован для создания собственной программы подсчета запасов газа, нефти и конденсата, а также для прогнозирования показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений независимо от емкостных и фильтрационных параметров и числа пропластков на месторождении.

# 5.6. ТРЕБОВАНИЯ К ИСХОДНЫМ ДАННЫМ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

Подсчет запасов газа, как было указано выше, производится тремя методами: объемным, методом падения пластового давления и путем создания геологоматематических моделей. Первые два метода в отличие от метода геологоматематического моделирования не требуют исходных данных, связанных с фильтрационными параметрами пропластков, и ограничиваются только емкостными параметрами. В частности, при подсчете запасов газа объемным методом необходимо знать:

площадь газоносности, что связано с положением газоводяного контакта и типом залежи; при наличии нефтяной оторочки положение газоводяного контакта заменяется газонефтяным контактом. Причем по этому методу наличие переходной зоны, как правило, не рассматривается;

толщину залежи за вычетом неэффективных глинистых сильно водонасыщенных пропластков;

газонасыщенность продуктивных пластов;

пористость с произвольным исключением из подсчета запасов газа низкопористых пропластков;

пластовое давление по месторождению и пластовую температуру;

коэффициент сверхсжимаемости газа при усредненных пластовом давлении и температуре с учетом состава газа.

Перечисленные выше параметры, как правило, усредняют по объему, исходя из имеющихся результатов лабораторных, геофизических, газогидродинамических и газоконденсатных исследований образцов пористой среды, газа, газоконденсатной смеси, нефти и воды, а также термобарических параметров пласта и скважин. В начальной стадии изучения месторождения основным источником информации являются геофизические методы исследования имеющихся поисковых и разведочных скважин, результаты лабораторных изучений кернового материала из этих скважин и опробования продуктивного интервала «снизу вверх». По объему информации, требуемому при применении объемного метода, видно, что погрешности определения запасов газа заложены в основу метода.

При подсчете запасов газа методом падения пластового давления необходимо:

получить значение пластового давления по месторождению на различные даты, усредненное по объему дренируемой зоны. В качестве зоны дренирования могут быть использованы зоны, охваченные одной скважиной, одним кустом, одним УКПГ, или отдельные участки разрабатываемой залежи, в зависимости от их ввода в разработку. Но во всех перечисленных случаях обязательной является одновременность проведения замеров давлений и отборов на каждом из объектов подсчета запасов;

провести отборы газа из зон дренирования. Для замкнутой условно зоны дренирования между падением пластового давления и отбором газа согласно уравнению материального баланса существует линейная связь. Такой характер связи между давлением и отбором может быть нарушен в результате притока или оттока из рассматриваемой зоны газа и воды (нефти при наличии отороч-ки) в процессе разработки, а также в результате фазовых переходов, неучтен-ных при построении зависимости p/z от  $Q_{\text{до6}}$ . При использовании метода падения пластового давления не требуется

знать, как в объемном методе, площадь газоносности, пористость, газонасыщенность, газоносную толщину и т.д. В неявном виде при подсчете запасов газа этим методом участвуют фильтрационные параметры, хотя получаемая на по-верхности информация не позволяет определить степень участия отдельных пропластков и остается неизвестным, какой из них и насколько истощен к данному моменту времени. По имеющейся зависимости между p/z от Q<sub>доб</sub> оцениваются текущие извлекаемые запасы, хотя позднее вследствие внутрипластовых и внутризонных перетоков эта зависимость может отклониться как в сторону снижения, так и в сторону повышения темпа падения пластового давления, из-меняя при этом ожидаемый объем извлекаемых запасов газа.

меняя при этом ожидаемыи ооъем извлекаемых запасов газа. Таким образом, используя традиционные методы подсчета запасов газа, проектировщик может только оценить, допущены или не допущены грубые ошибки при подсчете запасов газа, представленных ему в качестве известного исходного материала. Поэтому в связи с разработкой новой технологии подсче-та запасов газа с более высокой степенью точности в проекте обязательно должны быть проверены представленные запасы, полученные с применением геолого-математических моделей.

# ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ моделей

При подсчете запасов газа с использованием геолого-математических моделей требуются следующие данные и параметры:

структурная карта продуктивного пласта по кровле и подошве; отметки газоводяного (газонефтяного при наличии оторочки) контакта в начале разработки и текущие, если подсчет запасов производится в процессе разработки залежи. По этим данным описываемый метод подсчета запасов вос-станавливает историю разработки для адаптирования модели к натурным условиям:

карты равных значений проницаемости, пористости и песчанистости. При

отсутствии таких карт необходимы усредненные значения этих параметров по залежи в целом, по отдельным ее участкам, по отдельным скважинам, а лучше всего – по отдельным пропласткам независимо от толщины этих пропластков. Если подсчет запасов газа проводится в процессе разработки, т.е. тогда, когда на месторождении пробурено значительное число скважин, желательно иметь эти данные по каждой скважине и по каждому пропластку;

данные о соотношении вертикальной и горизонтальной проницаемостей по отдельным пропласткам, в особенности по низкопроницаемым;

начальное пластовое давление и температуры по каждой скважине и по каждому пропластку;

начальное распределение газонефтенасыщенности в газовой и нефтяной зонах залежи;

толщины переходных зон между газовой и нефтяной, а также нефтяной и водяной частями залежей или же зависимости капиллярного давления от насыщенностей;

кривые фазовых проницаемостей для газа, нефти и воды. Если таких экспериментальных данных нет, то необходима хотя бы информация о характерных значениях газонефтеводонасыщенностей;

значение коэффициента упругости пористой среды;

минералогический состав коллекторов;

детальная неоднородность продуктивного пласта по толщине, последовательность залегания пропластков и геометрия их распространения;

неоднородность залежи по площади. Выдержанность отдельных пропластков по скважинам или хотя бы по зонам;

подтверждение значений параметров пропластков по результатам лабораторных изучений керна, промыслово-геофизических исследований и газогидродинамических исследований скважин;

устойчивость продуктивного пласта по пропласткам к разрушению и деформации при различных депрессиях на пласт, точнее при различных градиентах давления;

тепловые свойства газа, нефти, воды, продуктивных пластов и окружающей ствол скважины среды;

наличие тектонических нарушений и амплитуда этих нарушений. Связь продуктивных пропластков через тектонические нарушения;

угол падения продуктивного пласта, тип залежей: массивный или пластовый;

размеры водоносного бассейна, информация о питании водоносной зоны;

плотности газа, нефти, конденсата и воды в пластовых и стандартных условиях;

компонентный состав газа, нефти, конденсата и воды;

минерализация пластовых вод;

давление насыщения нефти газом, воды газом;

влагосодержание газа, его зависимость от давления;

давление начала конденсации;

зависимости от пластового давления плотности, вязкости, коэффициента сверхсжимаемости газа и его теплофизических свойств;

зависимости объемных факторов нефти и воды от давления;

зависимости растворимости газа в нефти и воде от давления;

содержание конденсата в газе в зависимости от давления;

расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин на площади газоносности;

интервалы вскрытия пластов скважинами;

динамика отбора газа, нефти, конденсата и воды и закачки сухого газа и воды по скважинам;

динамика пластовых давлений по каждой скважине;

накопленная добыча газа, нефти, конденсата и воды по отдельным скважинам;

коэффициенты продуктивности скважин по каждому пропластку;

тип и конструкции эксплуатационных и нагнетательных скважин (с вертикальными и горизонтальными стволами);

интервалы закачки, приемистости отдельных интервалов и наличие гидродинамической связи между пропластками;

способ эксплуатации скважин;

коэффициент извлечения нефти по отдельным скважинам, определенный исходя из удельных запасов, приходящихся на долю каждой скважины;

применяемые методы интенсификации;

коэффициент эксплуатации скважин;

текущие состояния скважин, находящихся в эксплуатации, в ожидании ремонта, обводненные, низкодебитные и т.д.

результаты исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации;

запасы газа, нефти, конденсата нефти по категориям для сопоставления величин запасов с запасами, определенными по новой технологии;

данные об изменении давления в пласте в газоносной, нефтеносной и водоносной частях залежи;

контроль за характером изменения основных показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений в целом и по мере возможности по пропласткам;

критерии технологических режимов эксплуатации скважин, обоснование режимов работы и продолжительности выбранного режима;

режим залежи в целом и ее объемных объектов эксплуатации и т.д.

Необходимый объем исходных данных при подсчете запасов газа с использованием геолого-математических моделей зависит, прежде всего, от стадии освоенности газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторож-дений. В случае если месторождение не начато разработкой, то отпадет ряд пунктов, связанных с отбором газа, нефти, конденсата и воды, изменением пластового давления по зонам, коэффициентом извлечения, накопленной добычей флюидов, текущим состоянием скважин, способом их эксплуатации, динамикой отбора и т.д.

Перечисленные данные в большинстве своем используются для воссоздания истории разработки залежи и проверки достоверности созданной модели. Следует особо отметить, что часть исходных данных, необходимых для подсчета запасов газа с помощью геолого-математических моделей, как правило, не определяются вследствие сложившихся традиций, связанных с подсчетом запасов объемным методом или методом падения пластового давления. Среди перечисленных необходимых параметров имеются такие, которые практически не поддаются определению. Так, например, в газовых залежах, состоящих из неустойчивых или слабоустойчивых коллекторов, практически невозможно определить параметр устойчивости, фазовые проницаемости и т.д. Поэтому значительное число параметров для подсчета запасов газа с использованием геологоматематических моделей может быть определено методом экспертных оценок на базе имеющихся многочисленных литературных данных, полученных путем обобщения этих данных по искомому параметру или же путем оценки запасов газа для определенных разумных диапазонов изменений параметров, не изученных для данной залежи по различным причинам.

# 5.7. ТЕХНОЛОГИЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ МАССИВНОГО И ПЛАСТОВОГО ТИПОВ

Особенность подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей заключается в том, что:

при моделировании используются все данные, получаемые различными методами исследования скважин, образцов породы и насыщающих пористую среду флюидов, независимо от их абсолютной величины;

затем созданная модель разрабатывается, и только в процессе разработки в зависимости от емкостных и фильтрационных свойств на разной стадии разработки включаются отдельные пропластки и, следовательно, происходит изменение величины извлекаемых запасов.

В принципе, если используемые исходные данные: (пористость, толщины, газонасыщенности, давления и температуры, составы газа, положения ГВК и т.д.) принять в качестве информации, то можно объемным методом определить геологические (балансовые) запасы газа. Однако по этим запасам невозможно оценить, какие из этих запасов и когда будут участвовать в разработке и вообще, будут ли все они участвовать в ней. Иными словами, знание геологических запасов недостаточно, чтобы предсказать те запасы, которые будут извлечены в процессе разработки. Кроме того, до настоящего времени не исследовано влияние различных факторов на величину извлекаемых запасов при общем известном балансовом запасе залежи.

Отмеченные выше особенности метода подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моделей целесообразно показать на примере многослойной неоднородной залежи. Фрагмент месторождения приведен на рис. 5.6. По своим параметрам этот фрагмент достаточно близок к параметрам сеноманских залежей Севера Тюменской области. Показанная схема соответствует 1/4 от рассматриваемого фрагмента и отражает равномерное размещение по площади газоносности вертикальных скважин с расстоянием между ними 1500 м. Толщина залежи равна 72 м и состоит она из шести пропластков по 12 м и из 70-метрового водоносного пласта. Последовательность залегания высоко и низкопроницаемых пропластков задается по-разному с целью выяснения влияния фильтрационных свойств на степень участия пропластков в процессе отбора газа из месторождения. Отбор газа осуществляется из четырех верхних пропластков, независимо от последовательности их залегания. Проницаемости высокопроницаемых пропластков приняты равными k = 0,5 мкм<sup>2</sup>, k = 0,25 мкм<sup>2</sup>, а для низкопроницаемых k = 0,001 мкм<sup>2</sup>. Пористости высокопроницаемых газоносных пропластков и водонасыщенной зоны приняты равными 0 или 2, а пористости низкопроницаемых m = 0,2 или m = 0,04. При изучении влияния величины запасов газа высокопроницаемых пропластков на степень истощения низкопроницаемых были рассмотрены варианты расчета, когда пористости высокопроницаемых пропластков также принимались равными 0,04.

Существенное значение при проектировании имеет определение степени участия в разработке низкопроницаемых пропластков при наличии или отсутствии гидродинамической связи между пропластками. Для изотропных пластов этот вопрос не должен рассматриваться при проектировании. Проведенные исследования показали, что при параметре анизотропии  $x = k_{\rm B}/k_{\rm r} = 0,1\div0,01$  процесс истощения происходит повсеместно из всех пропластков. Поэтому в приведенных в этом разделе примерах значение параметра анизотропии колебалось в пределах  $0,01 \le x \le 0,0001$ . Принято, что газонасыщенность газоносной части залежи  $S_{\rm r} = 0,8$ , а остаточная газонасыщенность в водоносной зоне залежи  $S_{\rm ro} = 0,08$ ; водонасыщенность водоносной зоны  $S_{\rm g} = 0,92$ , а остаточная водонасыщенность  $S_{\rm go} = 0,2$ .

Фазовые проницаемости (порог подвижности) для газа  $S_r \leq 0,1$ , для воды  $S_{\rm B} \leq 0,25$ . Максимальная фазовая проницаемость достигается при  $S_r \geq 0,88$  и  $S_{\rm B} \geq 0,94$ .

Пластовое давление у кровли пласта принято  $p_{n\pi, H} = 11,2$  МПа и увеличивается до подошвы водоносной зоны согласно закону гравитации. Пластовая температура принята равной  $T_{n\pi} = 40$  °C. Пространственная сетка модели состоит по координатам x и y из пяти узлов с размерами 10, 50, 150, 240 и 300 м, а по z из семи узлов с размерами 12, 12, 12, 12, 12, 12 и 70 м (рис. 5.6,  $\theta$ ).

Запасы свободного газа каждого газоносного пропластка были определены объемным методом с учетом толщины, пористости, наклона пластов, газонасыщенности, площади фрагмента  $F = 750 \cdot 750 = 56,25 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ , пластового давления каждого пропластка, пластовой температуры и коэффициента сверхсжимаемости для этих давлений и температур, а также состава пластового газа.

Запасы газа на модели фрагмента в газонасыщенных пропластках должны быть определены по формуле

$$Q_{iii} = \left[\sum_{i}^{M} \sum_{j}^{N} \sum_{k}^{L} \rho_{ijk\,iii} s_{ijk} m_{ijk} \Delta x_{ijk} \Delta y_{ijk} \Delta z_{ijk}\right] / \rho_{cr}, \qquad (5.79)$$

где  $Q_{\mu_3}$  — начальные запасы газа в газонасыщенных пропластках;  $\rho_{ijk \ п\pi}$  — плотность газа в пластовых условиях в ячейке ijk;  $[\Delta x, \Delta y, \Delta z]_{ijk}$  — размеры ячейки ijk по координатным осям;  $\rho_{c\tau}$  — плотность газа при стандартных условиях. Суммирование ячеек проводится в газонасыщенной зоне пласта выше газоводяного контакта.

Кроме запасов газонасыщенной зоны в общий баланс запасов входят также запасы газа, растворенного в воде, и запасы остаточного газа в водонасыщенной зоне, т.е. ниже контакта газ – вода. Поэтому суммарные запасы газа в рассматриваемом фрагменте будут определяться по формуле

$$Q_{\rm 3c} = Q_{\rm H3} + Q_{\rm p3} + Q_{\rm oc.3}, \tag{5.80}$$

где  $Q_{D3}$  — запасы газа растворенного в воде, которые определяются по формуле

$$Q_{\rm D3} = Q_{\rm B} \cdot \Gamma, \tag{5.81}$$

 $Q_{\rm B}$  — объем воды в водоносном пласте. Для созданной модели фрагмента  $Q_{\rm B}$  = 7,11·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>; Г — газовый фактор — объем растворенного в воде газа. При



условиях рассматриваемого примеры, т.е. при  $p_{n,n} = 11,2$  МПа газовый фактор  $\Gamma = 1,18$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Отсюда запасы растворенного газа

$$Q_{\rm p3} = 7,11 \cdot 10^6 \cdot 1,18 = 8,4 \cdot 10^6 \,{\rm m}^3.$$

Приведенное выше пластовое давление отнесено к кровле газоносной части пласта; у подошвы газоносной зоны *р*<sub>пл</sub> доходит до 12,0 МПа.

Величину  $Q_{ocs}$  — остаточного неподвижного газа в водонасыщенной зоне — определяют, исходя из величины газонасыщения водоносного пласта. С учетом того, что  $S_{r o} = 0,08$ , и пластового давления остаточные запасы газа определены в размере  $Q_{ocs} = 89,0\cdot10^6$  м<sup>3</sup>. Однако в процессе истощения залежи эти запасы не участвуют, так как в исходных уравнениях порог подвижности газа выше остаточного газонасыщения и равен  $S_r > 10$  %. Поэтому в процессе истощения участвуют запасы свободного газа газоносной зоны равные  $Q_{p3} =$  $= 845,31\cdot10^6$  м<sup>3</sup>, и запасы растворенного газа  $Q_{p3} = 8,4\cdot10^6$  м<sup>3</sup>. При допущении линейной зависимости между количеством дегазированного из пластовой воды газа и пластовым давлением и сроком разработки 20 лет ежегодно вместе со свободным газом добывается  $Q_{p3, o6} = Q_{p3}/20 = 8,4\cdot106/20 = 0,42\cdot10^6$  м<sup>3</sup>. По сравнению со свободным газом, добыча которого ежегодно составляет около 40 млн. м<sup>3</sup> (точки значения отборов приведены в табл. 5.3 и 5.4), добыча раство-

Номер вариан- та	$rac{k_{ m rop}}{k_{ m Bept}}$	Пористость пропластков <i>m</i> , доли ед.	Прони- цаемость пропластков <i>k</i> , мкм <sup>2</sup>	$Q_{\text{нач}},$ тыс. м <sup>3</sup> /сут, по пропласт- кам ( $k = 1-4$ )	Q <sub>ынь,</sub> м.лн. м <sup>3</sup>	$\beta_r^{20}$ , %	Примечание
V01 <sub>H</sub>	100	$m_k = 0.2$ $(k = 1 \div 7)$	$k_{k} = 0,5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_{k} = 0,25$ $(k = 3,6)$	$ \begin{array}{r} 1-100 \\ 2-0,2 \\ 3-50 \\ 4-100 \\ \sum Q_k = 250,2 \end{array} $	789.71	95,67	С подтоком воды
V02"	1000	$m_k = 0.2$ $(k = 1 \div 7)$	$ \begin{array}{c} (k = 0.5) \\ k_k = 0.5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0.001 \\ (k = 2.5) \\ k_k = 0.25 \\ (k = 3.6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-50\\ 4-100\\ \sum Q_{k}=250,2 \end{array} $	789,71	87,78	То же
V03"	100	$m_k = 0.2$ (k = 1, 3, 4, 6, 7) $m_k = 0.4(k = 2.5)$	$ \begin{array}{c} (k = 0.5) \\ k_k = 0.5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0.001 \\ (k = 2.5) \\ k_k = 0.25 \\ (k = 2.6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-50\\ 4-100\\ \Sigma Q_{k}=250,2 \end{array} $	564,02	$\beta_{r}^{17} = 99,23$	*
V04"	1000	*	$ \begin{array}{c} (k = 0.5) \\ k_k = 0.5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0.001 \ (k = 2.5) \\ k_k = 0.25 \\ (k = 3.6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100 \\ 2-0,2 \\ 3-50 \\ 4-100 \\ \sum Q_k = 250,2 \end{array} $	564,02	95,53	*
V05"	100	$m_k = 0.2(k = 1 \div 7)$	$ \begin{array}{c} (k & 3.6) \\ k_k &= 0.5 \\ (k &= 1, 4, 7) \\ k_k &= 0.001 \\ (k &= 2.5) \\ k_k &= 0.05 \\ (k &= 3.6) \end{array} $	$\begin{array}{c} 1 - 100 \\ 2 - 0.2 \\ 3 - 10 \\ 4 - 100 \\ \sum Q_k = 210,2 \end{array}$	789,71	88,92	«

Таблица 5.3

Продолжение табл. 5.3

Номер вариан- та	$rac{k_{ m rop}}{k_{ m BCPT}}$	Пористость пропластков <i>m</i> , доли ед.	Прони- цаемость пропластков k, мкм <sup>2</sup>	$Q_{\mu_{44}},$ тыс. м <sup>3</sup> /сут, по пропласт- кам ( $k = 1-4$ )	Q <sub>:мп</sub> , млн. м <sup>3</sup>	$\beta_r^{20}$ , %	Примечание
V06"	1000	$m_k = 0.2(k = 1 \div 7)$	$k_{k} = 0.5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0.001$ $(k = 2.5)$ $k_{k} = 0.05$ $(k = 3.6)$	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-10\\ 4-100\\ \sum Q_{k}=210,2 \end{array} $	789,71	80,07	¢
V07 <b>"</b>	100	$m_k = 0,2$ $(k = 1, 3, 4, 6, 7)$ $m_k = 0,04$ $(k = 2,5)$	$k_{k} = 0,5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_{k} = 0,05$ $(k = 3,6)$	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-10\\ 4-100\\ \sum Q_{k}=210,2 \end{array} $	564,02	$\beta_r^{18} = 93,09$	٠
V08n	1000	$m_{k} = 0.2$ $(k = 1, 3, 4, 6, 7)$ $m_{k} = 0.04$ $(k = 2.5)$	$(k = 0,5)$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_k = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_k = 0,05$ $(k = 3,6)$	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-10\\ 4-100\\ \sum Q_{k}=210,2 \end{array} $	564,02	91,55	۲
V09 <sub>н</sub>	100	$m_k = 0,2 \ (k = 1,7) m_k = 0,2(k = 2, 3, 5, 6, 7) 6, 7)$	$k_{k} = 0.25$ $(k = 1.4)$ $k_{k} = 0.001$ $(k = 2.5)$ $k_{k} = 0.5$ $(k = 3.67)$	$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_k = 200,2$	789,71	93,18	۲
V10 <sub>н</sub>	1000	$m_k = 0,2 \ (k = 1,7) m_k = 0,2(k = 2, 3, 5, 6, 7) 6, 7)$		$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_k = 200,2$	789,71	86,79	۲
V11 <sub>"</sub>	100	$m_k = 0, 2(k = 1 \div 7)$	$(k = 0,5,7)$ $k_k = 0,5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_k = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_k = 0,25$ $(k = 3,6)$	$ \begin{array}{r} 1-100 \\ 2-0,2 \\ 3-50 \\ 4-100 \\ \sum Q_k = 250,2 \end{array} $	789,71	96,73	Без подтока воды
V12 <sub>4</sub>	1000	$m_k = 0,2(k = 1 \div 7)$	$k_{k} = 0,5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_{k} = 0,25$ $(k = 2,6)$	$1-100 2-0,2 3-50 4-100 \sum Q_k = 250,2$	789,71	87,52	То же
V13 <sub>8</sub>	1000	$m_k = 0,2(k = 1 \div 7)$	$(k = 3.6)$ $k_k = 0.5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_k = 0.001$ $(k = 2.5)$ $k_k = 0.25$ $(k = 3.6)$	$1-100  2-0,2  3-50  4-100  \sum Q_k = 250,2$	789,71	86,75	Без подтока воды; тол- щина водо- носной части пласта равна 35 м
V14,	(k = 2, 4)	$m_k = 0,2(k = 1 \div 7)$	$k_{k} = 0,5$ $(k = 1,7)$ $k_{k} = 0,001$ $(k = 2,4)$ $k_{k} = 0,1$ $(k = 3)$ $k_{k} = 0,25$	$1-200 2-0.4 3-40 4-40 \sum Q_k = 240.4$	789,71	47,67	С подтоком воды; тол- щина водо- носной части пласта равна 70 м
Пр	имеча	ние. <i>р</i> <sub>нач</sub> = 0,246 N	(k = 2,5) (IIIa.			ļ	
L		/ ····		·····			

Таблица 5.4

Номер вариан- та	$rac{k_{ ext{top}}}{k_{ ext{bept}}}$	Пористость пропластков <i>m</i> , доли ед.	Прони- цаемость пропластков k, мкм <sup>2</sup>	$Q_{\mu_{a_{4}}},$ тыс. м <sup>3</sup> /сут, по пропласт- кам ( $k = 1-4$ )	<i>Q</i> <sub>зап</sub> , млн. м <sup>3</sup>	$\beta_r^{20}$ , %	Примечание
V016	100	$m_k = 0.2$ $(k = 1 \div 7)$	$k_{k} = 0.5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0.001$ $(k = 2.5)$ $k_{k} = 0.25$ $(k = 3.6)$	$\begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-50\\ 4-100\\ \Sigma Q_{k}=250,2 \end{array}$	845,31	93,99	С подтоком воды
V026	1000	$m_k = 0.2$ (k = 1÷7)	$ \begin{array}{c} (k = 0,5) \\ k_k = 0,5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0,001 \\ (k = 2,5) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 3,6) \end{array} $	$\begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-50\\ 4-100\\ \Sigma Q_{k}=250,2 \end{array}$	845,31	83,45	То же
V036	100	$m_k = 0.2$ $(k = 1, 3, 4, 6, 7)$ $m_k = 0.4(k = 2, 5)$	$ \begin{array}{l} k_k = 0,5 \\ k_k = 0,5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0,001 \\ (k = 2,5) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 3,6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100 \\ 2-0,2 \\ 3-50 \\ 4-100 \\ \sum Q_{k} = 250,2 \end{array} $	619,89	β <sup>17</sup> = = 96,59	*
V046	1000	$m_k = 0.2$ $(k = 1, 3, 4, 6, 7)$ $m_k = 0.4(k = 2, 5)$		$1-1002-0,23-504-100\Sigma Q_{k} = 250,2$	619,89	94,18	*
V05 <sub>6</sub>	100	$m_k = 0.04 \ (k = 1, 4)$ $m_k = 0.2$ (k = 2, 3, 5, 6, 7)	$ \begin{array}{l} (k = 0, 5) \\ k_k = 0, 5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0,001 \\ (k = 2, 5) \\ k_k = 0,05 \\ (k = 3, 6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-10\\ 4-100\\ \sum Q_{k}=250,2 \end{array} $	620,15	$\beta_{\Gamma}^{16} =$ = 95,59	*
V06 <sub>6</sub>	1000	$m_k = 0.04 \ (k = 1, 4)$ $m_k = 0.2 (k = 2, 3, 5, 6, 7)$	$ \begin{array}{l} (k = 0,5) \\ k_k = 0,5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0,001 \\ (k = 2,5) \\ k_k = 0,05 \\ (k = 3,6) \end{array} $	$ \begin{array}{r} 1-100\\ 2-0,2\\ 3-10\\ 4-100\\ \sum Q_k = 250,2 \end{array} $	620,15	88,68	*
V07 <sub>6</sub>	1000	$m_k = 0,04 \ (k = 1, 3)$ $m_k = 0,2$ (k = 2, 4, 5, 6, 7)		$ \begin{array}{r} 1-100 \\ 2-0,2 \\ 3-100 \\ 4-150 \\ \sum Q_k = 250,2 \end{array} $	620,27	88,39	*
V08 <sub>6</sub>	1000	$m_k = 0.04 \ (k = 1, 2)$ $m_k = 0.2$ (k = 2, 4, 5, 6, 7)		$\begin{array}{c} 1-100 \\ 2-100 \\ \Sigma Q_k = 200 \end{array}$	620,40	70,63	*
V096	104	$m_k = 0,04 \ (k = 1, 4)$ $m_k = 0,2$ (k = 2, 3, 5, 6, 7)	$ \begin{pmatrix} (k & 4, 0) \\ k_k = 0, 5 \\ (k = 1, 4, 7) \\ k_k = 0,001 \\ (k = 2, 5) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ k_k = 0,25 \\ (k = 2, 6) \\ (k = 2, 6$	$\begin{array}{r} 1-50\\ 2-0,2\\ 3-100\\ 4-50\\ \Sigma Q_{k}=250,2 \end{array}$	620,15	59,56	*
V10 <sub>6</sub>	$ \begin{array}{c} 1000\\(k = 1, \\ 3, 4, 5, \\ 6, 7)\\10^{4} (k = \\ = 2, 5) \end{array} $	$m_k = 0.04 \ (k = 1, 4)$ $m_k = 0.2 \ (k = 2, 3, 5, 6, 7)$		$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_{k} = 250,2$	620,15	59,59	æ

Продолжение табл. 5.4

Номер вариан- та	$rac{k_{rop}}{k_{верт}}$	Пористость пропластков <i>m</i> , доли ед.	Прони- цаемость пропластков k, мкм <sup>2</sup>	$Q_{\mu_{3}\eta},$ тыс. м <sup>3</sup> /сут, по пропласт- кам ( $k = 1-4$ )	Q <sub>зян</sub> , млн. м <sup>3</sup>	$\beta_{r}^{20}, \ \%$	Примечание
V116	1000 (k = 1, 3, 4, 5, 6, 7) 104 (k = 2, 5)	$m_k = 0,04$ $(k = 1, 4)$ $m_k = 0,2$ $(k = 2, 3, 5, 6, 7)$	$k_{k} = 0.5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0.001$ $(k = 2.5)$ $k_{k} = 0.25$ $(k = 3.6)$	$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_k = 250,2$	620,15	62,20	*
V126	1000 (k = 1, 3, 4, 5, 6, 7) 104 (k = 2, 5)	$m_{k} = 0.04$ $(k = 1, 4)$ $m_{k} = 0.2$ $(k = 2, 3, 5, 6, 7)$	$k_{k} = 0,5$ $(k = 1, 4, 7)$ $k_{k} = 0,001$ $(k = 2,5)$ $k_{k} = 0,25$ $(k = 3,6)$	$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_{k} = 250,2$	620,15	$\beta_r^{t1} = 60,27$	*
V136	1000	$m_k = 0,04$ $(k = 1, 4)$ $m_k = 0,2$ $(k = 2, 3, 5, 6, 7)$	$k_{k} = 0,5$ (k = 1, 4, 7) $k_{k} = 0,001$ (k = 2,5) $k_{k} = 0,25$ (k = 3,6)	$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \Sigma Q_k = 250,2$		β <mark>14</mark> = = 89,55	«
V146	$ \begin{array}{c} 1000 \\ 10^{4} \\ (k = 2, \\ 4) \end{array} $	$m_k = 0.04$ (k = 1, 4) m_k = 0.2 (k = 2, 3, 5, 6. 7)	$k_{k} = 0.5$ $(k = 1.7)$ $k_{k} = 0.001$ $(k = 2.4)$ $k_{k} = 0.1$ $(k = 3)$ $k_{k} = 0.25$ $(k = 2.5)$	$1-50 2-0,2 3-100 4-50 \sum Q_{k} = 250,2$	845,31	44,50	С подтоком воды; тол- щина водо- носной части пласта равна 70 м
Пр	имеча	ние. $p_{\text{пач}} = 0,246 \text{ N}$	4Па.				

ренного газа составляет около 1 %. Поэтому в табл. 5.3 (для наклонного пласта) и 5.4 (для горизонтального пласта) приведены только запасы свободного газа и коэффициенты газоотдачи определены путем отнесения добытого количества газа (в том числе и растворенного) к запасам свободного газа. Это привело к увеличению коэффициента газоотдачи на 0,5+1,0 %. Приведенные в таблицах коэффициенты достигнуты за 20 лет разработки залежи. Если в этих таблицах над коэффициентом газоотдачи  $\beta$  указаны числа, например  $\beta^{18}$ ,  $\beta^{19}$  и т.д., то это означает, что данный коэффициент достигнут после 18 или 19 лет разработки залежи. Все приведенные параметры относятся к залежи массивного типа, т.е. к горизонтальному пласту, представленному фрагментом из шести газоносных пропластков и одного водоносного пропластка толщиной 0,70 м или 0,35 м (в варианте 13н).

В вариантах с наклонными пластами (см. рис. 5.6, б) часть газоносной зоны оказывается в водоносной, т.е. ниже ГВК. В рассматриваемом примере ниже газоводяного контакта оказалась ячейка шестого газоносного пропластка с координатами x, y, z соответственно 5, 5, 6. Поэтому запасы свободного газа оказались меньше, чем запасы горизонтального пласта и равны

$$Q_{\rm H.3.H} = 789,71 \cdot 10^6 \,{\rm M}^3,$$

а запасы растворенного в воде газа незначительно увеличились и оказались равными  $Q_{\rm pp.h} = 8,9\cdot10^6 \,{\rm m}^3$ . Общие запасы свободного и растворенного в воде газов на модели фрагмента наклонного пласта

 $Q_{3c} = Q_{H,3,H} + Q_{D3,H} = 789,71 \cdot 10^6 + 8,9 \cdot 10^6 = 798,61 \cdot 10^6 \text{ m}^3.$ 

Для наклонных пластов коэффициенты газоотдачи, приведенные в табл. 5.1, также определены как отношение добытого газа к запасам свободного газа, т.е.

$$\beta = Q_{aob} / Q_{\mu,a,\mu}. \tag{5.82}$$

Таким образом, в процессе истощения участвуют для горизонтальных (массивного типа) залежей запасы  $Q_{3c} = 853,71 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ , а для наклонных  $Q_{3c} = 798,61 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  газа.

Все изменения, происходящие с запасами, приведенными в табл. 5.3 и 5.4, связаны с изменениями пористости высоко или низкопроницаемых пропластков.

Результаты расчетов запасов газа с использованием геолого-математических моделей приведены в табл. 5.3 и 5.4. В табл. 5.5 приведены шифр вариантов V01, V02 и т.д., где индексы «Н» и «б» соответствуют модели наклонного и горизонтального пластов. Между этими вариантами имеется весьма существенная разница, связанная с обводнением, т.е. характером продвижения воды в газовую залежь в процессе ее истощения (в качестве краевой или подошвенной). Этим фактором предопределяется интенсивность вторжения воды в газовую залежь по высокопроницаемым пропласткам. Для наклонных пластов с пропластками, имеющими проницаемости  $\kappa = 0,5$ ;  $\kappa = 0,25$  и  $\kappa = 0,01$  мкм<sup>2</sup>, интенсивность обводнения будет существенно отличаться от обводнения залежи подошвенной водой.

Коэффициент анизотропии в таблицах представлен в виде  $\varkappa = \frac{k_{\rm вср}}{k_{\rm rop}}$ , где

 $k_{\text{гор}}$  и  $k_{\text{вер}}$  – горизонтальная и вертикальная проницаемости.

Нижний индекс «k» при коэффициентах пористости *m* и проницаемости *k* относится к номеру пропластка, исчисляемого сверху. Например, если в табл. 5.3 и 5.4 обозначено  $m_k = 0,2$  (k = 1, 3, 4, 6 и 7) и  $m_k = 0,04$  (k = 2; 5), то это означает, что пропластки (слои) 1, 3, 4, 6 и 7 имеют пористость 0,2, а пропласт-ки 2 и 5 пористость 0,04. Если в этих таблицах  $k_k = 0,5(k = 1, 4, 7); k_k = 0,25$  (k = 3 и 6) и  $k_k = 0,001$  мкм<sup>2</sup> (k = 2 и 5), то это означает, что сверху вниз 1-й, 4-й и 7-й пропластки имеют проницаемость 0,5 мкм<sup>2</sup>; пропластки 3 и 6 имеют проницаемость 0,25 мкм<sup>2</sup>, а проницаемость пропластков 2 и 5 равна 0,001 мкм<sup>2</sup>.

В графе «начальный дебит скважины  $Q_{\rm нач}$ », тыс.  ${\rm M}^3$ /сут, приведены начальные значения четверти дебита по вскрытым пропласткам. Так, например, в табл. 5.3 в варианте V01<sub>н</sub> в графе с дебитом приведенные числа 1–100; 2–0,2; 3–50 и 4–100 означают, что из четверти дренируемой скважиной зоны вскрыты четыре пропластка (1÷4) и дебит из 1/4 первого пропластка  $Q_1 = 100$  тыс.  ${\rm M}^3$ /сут, из второго  $Q_2 = 2$  тыс.  ${\rm M}^3$ /сут, а из четвертого пропластка  $k_2 = 0,001$  мкм<sup>2</sup>), из третьего  $Q_3 = 50$  тыс.  ${\rm M}^3$ /сут, а из четвертого  $Q_4 = 100$  тыс.  ${\rm M}^3$ /сут. Суммарный дебит из четверти зоны дренирования из четырех вскрытых пропластков с проницаемостями соответственно 0,5; 0,001; 0,25 и 0,5 мкм<sup>2</sup> составляет  $\Sigma Q_k = 250,2$  тыс.  ${\rm M}^3$ /сут.

В графе  $Q_{3an}$  приведены запасы фрагмента горизонтального (массивная залежь) и наклонного (пластовая залежь) пластов, которые обозначены соответственно V01<sub>6</sub>+V14<sub>6</sub> и V01<sub>n</sub>+V14<sub>н</sub>. Как было отмечено, изменение запасов связано с умышленным снижением запасов высоко- и низкопроницаемых пропластков путем уменьшения пористости *m* в 5 раз, т.е. от *m* = 0,2 до *m* = 0,04.

# Таблица 5.5

## ПЕЧАТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

#### Номер временного слоя 59 Время моделирования 365.00 сут Шаг по времени 6.253 сут

	Γοι	с нач	ала ра	зработ	гки 1.0	0 Вариа	нт но!	мер ->	• V01 <sub>H</sub> <	— с за	аписью	таблиц	ы)	
	CET	КА ДА	ВЛЕН	ия (І	TA3), A	Т		C	етка р	АЗНС	ОСТИ	ДАВЛЕ	ний	
1		2	3		4	5		1	2		3	4		5
		(	слой	К 1						СЛ	ОЙ К	1		
100.3	3 1	00.6	100.	8	101.0	101.1	L	11.7	11.4		11.2	11.1		11.1
100.0	5 1 3 1	00.7	100.	o 9	101.0	101.	1	11.4	11.3		11.2	11.1		11.1
100.9	) i	00.9	101.	Õ	101.0	101.		11.1	11.1		11.1	11.1		11.1
101.0	) 1	01.0	101.	0	101.1	100.2	2	11.0	11.0	~ ~	11.0	11.0		11.0
			СЛОИ	К2		400				СЛ	ОИК	2		• •
101.3	51 81	01.8	102.	1 1	102.3	102.4	l l	10.8	10.4		10.1	10.0		9.9 9.9
102.0	j i	02.2	102.	î	102.3	102.4	l	10.1	10.1		10.0	10.0		9.9
102.2	2 1	02.2	102.	2 २	102.3	102.4	i i	10.0 9 9	10.0		9.9	9.9		9.9 0 0
102.2	2 1	.02.0	слой	кз	102.5	102.4	E	5.5	9.9	сл	<i>э.э</i> Ойк	9.9 २		3.3
101 4	i 1	01.8	102	1	102.3	1024	I	10.9	10.4	0,11	10.2	10.0		10.0
101.8	3 1	01.8	102.	1	102.3	102.4		10.4	10.4		10.2	10.0		10.0
102.0	) 1	02.1	102.	1	102.3	102.4		10.2	10.2		10.1	10.0		10.0
102.3	$\frac{1}{3}$ 1	02.2	102.	3	102.5	102.5	5	10.0	10.0		10.0	10.0		9.9
		(	слой	К4						СЛ	ой к	4		
101.5	5 1	01.9	102.	2	102.4	102.5	5	10.9	10.5		10.2	10.0		10.0
101.9	) 1 1 1	01.9	102.	2	102.4	102.5	)	10.5	10.4		10.2	10.0		10.0
102.	3 1	02.2	102.	3	102.4	102.6	, ;	10.2	10.2		10.1	10.0		10.0
102.4	1 1	02.4	102.	4	102.5	102.6	5	10.0	10.0		10.0	10.0		10.0
		(	слой	К5						СЛ	ой к	5		
105.3	3 1	05.3	105.	3	105.4	105.2	2	7.1	7.1		7.1	7.1		7.4
105.3	3 1	05.3	105.	3 3	105.4	105.2	2	7.1	7.1		7.1	7.1		7.4
105.3	3 1	05.3	105.	3	105.4	105.2	2	7.1	7.1		7.1	7.1		7.4
105.3	5 1	05.3	105. מינטידים	3 16 C	105.4	105.4	2	1.1	7.1	сī	1.1 014 M	7.1 C		1.4
105		05.4	LUION 105	ко 5	105 5	100 1	e	7 1	7 1	СЛ	ОИ К 7 1	5 7 1		69
105.4	1 1 1 1	05.4	105.	5	105.5	106.5	5	7.1	7.1		7.1	7.1		6.8
105.4	4 1	05.4	105.	5	105.5	106.5	5	7.1	7.1		7.1	7.1		6.8
105.4	1 1 1 1	05.4	105.	5 5	105.5	106.5	) i	7.1	7.1		7.1 7.1	7.1		6.8
		(	слой	К 7						СЛ	ой к	7		
108.6	5 1	08.7	109.	1	109.7	110.6	5	6.6	6.6		6.6	6.6		6.6
108.0	5 1	08.7	109.	1	109.7	110.6	į	6.6	6.6		6.6	6.6		6.6
108.0	5 1 5 1	.08.7	109.	1	109.7	110.6	5	6.6	6.6		6.6	6.6		6.6
108.0	5 Î	08.7	109.	ī	109.7	110.6	5	6.6	6.6		6.6	6.6		6.6
ГАЗ	OHAC	СЕТКА СЫЩЕ	а Ниос	сти	HE	( DTEHA	сыщ	A EHHC	ости	BO,	дона	СЕТКА СЫЩЕ	нно	сти
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
	CJ	юй к	5 1			CJ	юй н	<b>C</b> 1			C.	лой к	1	
0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

0.00

0.00

0.00

0.20

0.20

0.20

0.00

0.00

0.20

0.20

0.800 0.800 0.800 0.800 0.800

					Про	долж	ение	табл	. 5.5					
ГАЗ	о онас	СЕТКА СЫЩЕ	, ннос	ти	HE⊄	) TEHA	СЕТКА СЫЩІ	ЕННО	сти	BOL	) Донас	СЕТКА СЫЩЕ	ннос	сти
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
	СЛ	юй к	2			СЛ	юй к	2			CJ	юй к	2	
0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C)	пой к	: 3			C	юй к	3			СЛ	юй к	: 3	
0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	$\begin{array}{c} 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \end{array}$	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C.	лой к	: 4			C.	лой к	4			CJ	юй к	: 4	
0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C.	лой к	5			C.	лой к	5			C.	лой к	:5	
0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	$\begin{array}{c} 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \end{array}$	$\begin{array}{c} 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \end{array}$	$\begin{array}{c} 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \\ 0.800 \end{array}$	0.751 0.751 0.751 0.752 0.753	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.25 0.25 0.25 0.25 0.25
	C.	лой к	6			C.	лой к	6			C)	лой к	:6	
0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.800 0.800 0.800 0.800 0.800 0.800	0.759 0.759 0.759 0.760 0.760	0.086 0.086 0.086 0.086 0.086	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	$\begin{array}{c} 0.00 \\ 0.00 \\ 0.00 \\ 0.00 \\ 0.00 \\ 0.00 \end{array}$	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.24 0.24 0.24 0.24 0.24	0.91 0.91 0.91 0.91 0.91
	C)	пой к	. 7			C.	лой к	. 7			CJ	той к	: 7	
0.085 0.085 0.085 0.085 0.085	0.085 0.085 0.085 0.085 0.085	0.084 0.084 0.084 0.084 0.084	$\begin{array}{c} 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \end{array}$	0.084 0.084 0.084 0.084 0.084	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.92 0.92 0.92 0.92 0.92	0.92 0.92 0.92 0.92 0.92	0.92 0.92 0.92 0.92 0.92	0.92 0.92 0.92 0.92 0.92	0.92 0.92 0.92 0.92 0.92

## ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, АТ

98.72 98.96 98.99 99.11 0.00 0.00 0.00

НОМЕР ПРО- ПЛАСТКА	ФАЗА ЗАДАН.	<i>QG</i> -ДЕБ. ГАЗА тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>QN</i> -ДЕБИТ НЕФТИ, т/сут	<i>QV</i> -ДЕБИТ ВОДЫ, м <sup>3</sup> /сут	<i>SG</i> -НАК. ГАЗ, млн м <sup>3</sup>
	СКВАЖИН	A HOMEP 11 K	оординаты 2	X = 1, Y = 1	
1	ГАЗ	0.6377E+02	0.0000E+00	0.0000E+00	0.2696E+02
2	ГАЗ	0.1927E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.7799E-01
3	ГАЗ	0.4627E+02	0.0000E+00	0.0000E+00	0.1753E+02
4	ГАЗ	0.9223E+02	0.0000E+00	0.0000E+00	0.3492E+00
5	-	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00
6	-	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00
7	-	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00
ИТС	DIO:	0.2025E+03	0.0000E+00	0.0000E+00	0.7949E+02

Продолжение табл. 5.5

HOMEP	SN-HAK.	SV-HAK.	~ ATA	HA	СЫЩЕННОС	СТИ
СТКА	НЕФІД, ТЫС. Т	вода, тыс. м <sup>3</sup>	$p_r$ , AIA	Sr	Sn	S <sub>B</sub>
	СКВАЖ	кина номе	Р 11 КООРД	ИНАТЫ Х =	1, Y = 1	
1	0.0000E+00	0.0000E+00	100.33	0.800	0.000	0.200
2	0.0000E+00	0.0000E+00	101.34	0.800	0.000	0.200
3	0.0000E+00	0.0000E+00	101.37	0.800	0.000	0.200
4	0.0000E+00	0.0000E+00	101.48	0.800	0.000	0.200
5	0.0000E+00	0.0000E+00	105.30	0.800	0.000	0.200
6	0.0000E+00	0.0000E+00	105.41	0.800	0.000	0.200
7	0.0000E+00	0.0000E+00	108.62	0.085	0.000	0.915
ИТОГО:	0.0000E+00	0.0000E+00	ПО	СКВАЖИНЕ	E 11	1

ПОКАЗАТЕЛИ	ТЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	до	БЫЧА Ст +	C <sub>2</sub>	ЗАКАЧКА
Газ, млн $M^3$ Нефть, тыс. т Конденсат, тыс. т Газ в нефти, млн $M^3$ Вода с газом, тыс. $M^3$	707.537/0.000 0.000/0.000 0.000/0.000 0.000/0.000	79.489 0.000 0.000 0.000 0.000	0.000 0.000 0.000 0.000 0.000	79.489 0.000 0.000 0.000 0.000	0.000
Вода, тыс. м <sup>3</sup>	-	0.000	0.000	0.000	0.000

### СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЕ ДАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ЗОНЕ 102.993 AT, В НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЕ 0.000 AT

Количество вторгшейся воды, тыс. м<sup>3</sup> - 3.102

ПОКАЗАТЕЛИ	ГАЗ	НЕФТЬ	ВОДА
Текущие запасы	814.8661 млн м <sup>3</sup>	0.0002 тыс. т	9086.6270 тыс. м <sup>3</sup>
Отобранные запасы	79.4887 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>
Доля отобранных запасов	0.08890	0.00000	0.00000
Небаланс (доли ед.)	-0.243525E-02	0.000000E+00	0.000000E+00
Накопленный отбор из зоны	79.4887 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>
Доля отбора из зоны	0.10066	0.00000	0.00000
ТЕКУЩИЕ	ЗАПАСЫ МОДЕЛ	И ПО ЗОНАМ	
Газ	710.4041 млн м <sup>3</sup>	0.0000 м.тн м <sup>3</sup>	104.4621 млн м <sup>3</sup>
Нефть	0.0001 тыс. т	0.0000 тыс. т	0.0001 тыс. т
Вода	1525.9111 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	7560.7153 тыс. м <sup>3</sup>
РАЗНОСТЬ МЕЖДУ НАЧАЛІ	ьными и текуц	цими запасами	ПО ЗОНАМ
Газ	79.3013 млн м <sup>3</sup>	0.0000 млн м <sup>3</sup>	0.0061 млн м <sup>3</sup>
Нефть	0.0000 тыс. т	0.0000 тыс. т	0.0001 тыс. т
Вода	-42.3064 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	39.1470 тыс. м <sup>3</sup>

#### ПЕЧАТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Номер временного слоя 117 Время моделирования 1825.00 Шаг по времени 23.282 сут

	Год с нача	ала разраб	ботки 5.00	Вариант	номер ->`	V01н <- (	с записью	таблицы)	)				
C	СЕТКА ДА	влений	і (газ), a	Т	CH	СЕТКА РАЗНОСТИ ДАВЛЕНИЙ 2 3 4							
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5				
	СЛО	йк1			слойк 1								
71.8	72.1	72.3	72.4	72.5	40.2	39.9	39.8	39.7	39.7				
72.1	72.1	72.3	72.4	72.5	39.9	39.9	39.8	39.7	39.7				
72.2	72.3	72.3	72.4	72.5	39.8	39.8	39.7	39.7	39.7				
72.3	72.4	72.4	72.4	72.5	39.7	39.7	39.7	39.7	39.7				
72.4	72.4	72.4	72.5	72.5	39.6	39.6	39.6	39.6	39.7				

Продолжение т	абл.	5.5
---------------	------	-----

	CETF	са дае	злени	1Й (ГА	3), A2	Г		CE	тка р.	АЗНО	СТИ Д	ІАВЛЕ	ний				
1		2	3		4	5		1	2		3	4		5			
		С	лой і	К 2						СЛС	ОЙК2	2	4         38.6       3         38.6       3         38.6       3         38.7       3         38.7       3         38.6       3         38.7       3         38.6       3         38.7       3         38.6       3         38.6       3         38.7       3         38.6       3         38.7       3         38.6       3         38.6       3         38.6       3         38.6       3         35.4       3         35.4       3         35.4       3         35.4       3         35.4       3				
72.8	7	3.2	73.5	73	3.6	73.7	3	9.4	39.0	3	38.7	38.6		38.6			
73.2	7	3.2 3.4	73.5	7.	3.6 3.6	73.7	30	88.9 88.7	38.0	3	58.7 58.6	38.6		38.6			
73.6	ż	3.6	73.6	7	3.7	73.7	3	8.6	38.6	5	38.6	38.6		38.6			
73.6	7	3.6	73.6	7:	3.7	73.7	3	38.5	<b>38</b> .5	3	88.5	38.5		38.5			
		слой	К З							СЛС	ойк з	3					
72.8	7	3.2	73.5	73	3.7	73.8	3	9.4	39.0	3	8.8	38.7		38.6			
73.2	7	3.3 3.5	73.5	7:	3. <i>1</i> 3.7	73.8	3	89.0 88.8	39.0	5	88.8 88.7	38.7		38.6			
73.6	7	3.6	73.7	7	3.7	73.8	3	8.6	38.6		8.6	38.6		38.6			
72.7	7	3.7	73.7	73	3.8	73.8	3	88.5	38.5	3	38.6	38.6		38.6			
	_	слои	К4							СЛС	ОИК4						
72.9	7	3.3	73.6	7:	3.7	73.9	200	89.5 10 1	39.1		38.8 8 8	38.7		38.7			
73.5	7	3.5	73.6	7	3.8	73.9	5	38.8	38.8		38.8	38.7		38.7			
73.7	7	3.7	73.7	7	3.8	73.9	3	88.6	38.7		38.7	38.6		38.6			
73.8	7	3.8 CTOP	73.8	73	3.8	73.9	2	88.6	38.6		38.6 577 v 5	38.6		38.6			
776	7	СЛОИ 76	776	7'	7 9	78.3		148	3/ 8	C/IC	JM K 3 N G	) 254		34.3			
77.6	7	7.6	77.6	7	7.2	78.3		34.8	34.8		34.9 34.9	35.4		34.3 34.3			
77.6	7	7.6	77.6	7	7.2	78.3		34.8	34.8		34.9	35.4		34.3			
77.6	7	7.6	77.6	7	7.2 7.2	78.3	i S	34.8 34.8	34.8 34.8		34.8 34.8	35.4		34.3			
		слой	К 6	-			-			СЛС	ой к е	3					
77.7	7	7.7	77.7	7	8.5	79.6	5	34.9	34.9		34.9	34.2		33.7			
77.7	7	7.7	77.7	7	8.5	79.6		34.9	34.9		34.9	34.2		33.7			
77.7	7	7.7	777	7	5.0 8.5	79.6		54.9 34.9	34.9		34.9 34.9	34.2 34.2		33.7 33.7			
77.7	7	7.7	77.7	7	8.5	79.6		34.9	34.9		34.9	34.2		33.7			
		СЛОЙ	ίК7							СЛС	ойк7	7					
81.6	8	1.8	82.1	8	2.8	83.7	5	33.6	33.6	3	33.6	33.6		33.5			
81.6	8	1.8	82.1	8	2.8	83.7	i i	33.6	33.6		33.6 33.6	33.6		33.5			
81.6	8	1.8	82.1	8	2.8	83.7		33.6	33.6		33.6	33.6		33.5			
81.6	8	1.8	82.1	8	2.8	83.7		33.6	33.6	5	33.6	33.6		33.5			
ГДЗ	ОНАС	СЕТКА	чнос	ти	ਸੁਸਰ	) ТЕНА	СЫШ	\ Енно	сти	CET	KA BC	ОДОНА НОСТИ	АСЫ∐ 4	ЦЕН-			
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5			
•	CJ	юй к	1	Ũ		- CJ	юй к	- د ۱			C.	лой к	: 1				
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
	CJ	юй к	2			CJ	юй б	ζ2			C.	лой к	2				
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799 1017 V	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00 มีเป็น	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20 บุณุมี ห	0.20 '9	0.20			
0 799	0.799	0.799	0 0 700	0 799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			

Продолжение табл. 5.5

ГАЗ	( ВОНАС	СЕТКА ЗЫЩЕ	ннос	ти	НЕΦ	) TEHA	СЕТКА СЫЩ	а Енно	сти	CET	KA BC F	одон. Юсти	<b>4СЫШ</b> ₫	(EH-
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
	CJ	юй к	4			CJ	лой к	4			C)	лой к	: 4	
0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	CJ	юй к	5			CJ	лой к	5			CJ	лой к	: 5	
0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.785 0.785 0.785 0.786 0.788	0.479 0.479 0.479 0.480 0.481	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.22 0.22 0.21 0.21 0.21	0.52 0.52 0.52 0.52 0.52
	CJ	юй к	6			CJ	лой к	6			CJ	лой к	: 6	
0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.799	0.796 0.796 0.796 0.796 0.797	0.714 0.714 0.715 0.716 0.717	0.178 0.178 0.178 0.178 0.179	0.124 0.124 0.124 0.124 0.124	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.29 0.29 0.29 0.28 0.28	0.82 0.82 0.82 0.82 0.82 0.82	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88
	CJ	юй к	7			C)	лой к	. 7			C.	пой к	:7	
0.124 0.124 0.124 0.124 0.124	0.121 0.121 0.121 0.121 0.121	0.121 0.121 0.121 0.121 0.121	0.120 0.120 0.120 0.120 0.120	0.118 0.118 0.118 0.118 0.118	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88	0.88 0.88 0.88 0.88 0.88

## ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, АТ

## 70.47 70.57 70.66 70.75 0.00 0.00 0.00 0.00

НОМЕР ПРО- ПЛАСТ- КА	ФАЗА ЗАДАН.	<i>QG-</i> ДЕБ, ГАЗА, тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>QN</i> ДЕБ. НЕФТИ, т/сут	QV-ДЕБ. ВОДЫ, м³∕сут	<i>SG</i> -НАК. ГАЗ, млн м <sup>3</sup>
		СК	важина номер	1	
1 2 3 4 5 6 7	ГАЗ ГАЗ ГАЗ ГАЗ – – –	0.4603E+02 0.1408E-01 0.3438E+02 0.6861E+02 0.0000E+00 0.0000E+00	0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00	0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00	0.1058E+03 0.3183E+00 0.7621E+02 0.1519E+03 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00
ИТС	ογο:	0.1492E+03	0.0000E+00	0.0000E+00	0.3342E+03

Продолжение	табл	5.5
продолжение	1 a 0 л.	0.0

HOMEP	ФАЗА		ГЬ, <i>SV</i> -НАК. ВОДА, в АТА НАСЫЩЕНН		ОСТИ							
ПРО- ПЛАСТ- КА	ЗА- ДАН.	SN-НАК. НЕФІБ, тыс. тонн	<i>ЗV</i> -НАК. ВОДА, тыс. м <sup>3</sup>	<i>p</i> <sub>r</sub> , ATA	Sr	S <sub>n</sub>	SB					
КООРДИНАТЫ X= 1, У = 1												
1	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	71.79	0.799	0.000	0.201					
2	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	72.75	0.799	0.000	0.201					
3	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	72.79	0.799	0.000	0.201					
4	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	72.87	0.799	0.000	0.201					
5	· _	0.0000E+00	0.0000E+00	77.61	0.799	0.000	0.201					
6	-	0.0000E+00	0.0000E+00	77.70	0.799	0.000	0.201					
7		0.0000E+00	0.0000E+00	81.65	0.124	0.000	0.876					
ИТО	)ГО:	0.0000E+00	0.0000E+00	по с	КВАЖИНЕ 11		1					

#### Продолжение табл. 5.5

ПОКАЗАТЕЛИ	ТЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	ЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> ДОБЫЧА С <sub>1</sub> + С <sub>2</sub>						
Газ, млн $m^3$ Нефть, тыс. т Конденсат, тыс. т Газ в нефти, млн $m^3$ Вода с газом, тыс. $m^3$ Вода с нефтью, тыс. $m^3$ Вода с нефтью, тыс. $m^3$	453.536/0.000 0.000/0.000 0.000/0.000 0.000/0.000 - - - -	334.236 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000	0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000	334.236 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000	0.000			

### СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЕ ДАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ЗОНЕ 74.695 AT В НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЕ 0.000 AT

Количество вторгшейся воды, тыс. м<sup>3</sup> 112.122

ПОКАЗАТЕЛИ	ГАЗ	НЕФТЬ	ВОДА								
Текущие запасы Отобранные запасы Доля отобранных запасов Небаланс (доли ед.) Накопленный отбор из зоны Доля стбора из зоны	560.2185 млн м <sup>3</sup> 334.2360 млн м <sup>3</sup> 0.37380 -0.877453E-03 334.2360 млн м <sup>3</sup> 0.42324	0.0012 тыс. т 0.0000 тыс. т 0.00000 сосоно 0.00000 сосоно 0.0000 тыс. т	9193.8945 тыс. м <sup>3</sup> 0.0000 тыс. м <sup>3</sup> 0.00000 тыс. м <sup>3</sup> 0.00000E+00 0.0000 тыс. м <sup>3</sup> 0.0000								
доля отоора из зоны [ 0.42324 ] 0.00000 [ 0.00000 ТЕКУШИЕ ЗАПАСЫ МОЛЕЛИ ПО ЗОНАМ											
Газ Нефть Вода	456.3437 млн м <sup>3</sup> 0.0004 тыс. т 1943.3182 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 млн м <sup>3</sup> 0.0000 тыс. т 0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	103.8748 млн м <sup>3</sup> 0.0008 тыс. т 7250.5737 тыс. м <sup>3</sup>								
РАЗНОСТЬ МЕЖДУ НАЧАЛЬ	ным и и текуі	ЦИМИ ЗАПАСАМИ	І ПО ЗОНАМ								
Газ Нефть Вода	333.3616 млн м <sup>3</sup> -0.0004 тыс. т -459.7135 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 млн м <sup>3</sup> 0.0000 тыс. т 0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	0.5814 млн м <sup>3</sup> ~0.0007 тыс. т 349.2886 тыс. м <sup>3</sup>								

#### ПЕЧАТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Номер временного слоя 167 Время моделирования 3650.00 сут Шаг по времени 23.281 сут Год с начала разработки 10.00 вариант номер -> V01<sub>н</sub> <- (с записью таблицы)

	СЕТКА ДА	влений	I (ΓΑЗ), A	Т	CE	етка раз	ности Д	цавлени	1Й
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
	(	слойк:	1			(	слойк 1	L	
44.4	44.7	44.9	45.0	45.1	67.6	67.3	67.2	67.1	67.1
44.7	44.7	44.9	45.0	45.1	67.3	67.3	67.2	67.1	67.1
44.9	44.9	44.9	45.0	45.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
45.0	45.0	45.0	45.0	45.1	67.0	67.0	67.0	67.1	67.1
45.0	45.0	45.0	45.1	45.1	67.0	67.0	67.0	67.0	67.1
	(	слойк:	2			(	слойк 2	2	
45.3	45.7	46.0	46.2	46.3	66.8	66.4	66.1	66.0	66.0
45.7	45.8	46.0	46.2	46.3	66.4	66.3	66.1	66.0	66.0
46.0	46.0	46.1	46.2	46.3	66.1	66.1	66.1	66.0	66.0
46.1	46.1	46.2	46.2	46.3	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
46.2	46.2	46.2	46.3	46.3	65. <del>9</del>	65.9	65.9	66.0	66.0
	(	слойк:	3			(	слойк з	3	
45.2	45.6	45.9	46.0	46.1	67.0	66.6	66.4	66.3	66.3
45.6	45.7	45.9	46.0	46.1	66.6	66.6	66.4	66.3	66.3
45.9	45.9	45.9	46.0	46.1	66.4	66.4	66.3	66.3	66.3
46.0	46.0	46.0	46.1	46.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.3
46.1	46.1	46.1	46.1	46.2	66.1	66.1	66.2	66.2	66.2
	(	слойк 4	4			(	слойк 4	1	
45.2	45.6	45.9	46.1	46.2	67.1	66.7	66.5	66.4	66.4
45.6	45.7	45.9	46.1	46.2	66.7	66.6	66.5	66.4	66.4
45.9	45.9	46.0	46.1	46.2	66.4	66.4	66.4	66.4	66.3
46.1	46.1	46.1	46.1	46.2	66.3	66.3	66.3	66.3	66.3
46.1	46.1	46.1	46.2	46.2	66.2	66.2	66.2	66.3	66.3

					Про	долж	ение	табл	. 5.5					
	CET	КА ДА	влен	ИЙ (І	°A3), A	Т		CE	етка р	АЗНО	ости ,	ДАВЛЕ	ЕНИЙ	
1		2	3		4	5		1	2		3	4		5
			слои	К5						СЛ	оик:	5		
54.4 54.4		54.2 54.2	54.7 54.7	( 7	55.6 55.6	56.7 56.7		58.0 58.0	58.2 58.2		57.8 57.8	57.0 57.0	)	56.0 56.0
54.4		54.2	54.7	7	55.6	56.7		58.0	58.2		57.8	57.0	)	56.0
54.4 54.4		54.2 54.2	54.7 54.7	( 7	55.6 55.6	55.7 56.7		58.0 58.0	58.2 58.2		57.8 57.8	57.0 57.0	)	56.0 56.0
			слой	К6					00.2	СЛ	ОЙК	6		00.0
55.6	5	55.7	56.0	)	56.8	57.9		57.0	56.9		56.6	55.8	;	55.4
55.6		55.7 55.7	56.0 56.0	)	56.8 56.8	57.9 57.9		57.0 57.0	56.9 56 9		56.6 56.6	55.8 55.8		55.4 55.4
55.6		55.7	56.0	Ó	56.8	57.9		57.0	56.9		56.6	55.8	, }	55.4
55.6	i	55.7	56.0 CTION	) V 7	56.8	57.9		57.0	56.9	<b>C T</b>	56.6 Ottate /	55.8	\$	55.4
50.0		60.0	NON 3	к/ 2	61.0	62.0		55 4	55 4	Сл	ОИК. 55 /	/ 55.2	,	55 2
59.9		60.0	60.3	ŝ	61.0	62.0		55.4 55.4	55.4		55.4 55.4	55.3	5	55.3
59.9 59.9	)	60.0 60.0	60.3 60.3	3	61.0 61.0	62.0 62.0		55.4 55.4	55.4 55.4		55.4 55.4	55.3		55.3 55 3
59.9	)	60.0	60.3	ŝ	61.0	62.0		55.4	55.4		55.4	55.3		55.3
		CETKA	1				ETK/	<u> </u>				СЕТКА	<b>.</b>	
143	20HA0	зыще	ннос	ТИ	HEQ	21EHA	сыщ	EHHO	СТИ	BO,	чонас	сыще	нно	СТИ
1	2 C	лойк Лойк	4 5 1	5	T	2	រ ហេរីវ ដ	41 1	5	1	2 C	J JON K	4 1	5
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	С.	лой к	C 2			CJ	ION R	\$ 2			C.	лой к	: 2	
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	C.	лой к	3			CJ	юй к	: 3			C.	лой к	3	
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.799	0.799	0.799	0.799	0.799	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
0.755	C.	лой к	C 4	0.755	0.00	CJ	юй к	: 4	0.00	0.20	0.20 C.	лой к	4	0.20
0.79 <del>9</del>	0.799	0.797	0.790	0.774	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.21	0.23
0.799	0.799	0.797	0.790	0.774	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.21	0.23
0.799	0.799	0.798	0.791	0.774	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.21	0.23
0. <b>799</b>	0.799	0.798	0.791	0.774	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.21	0.23
0 700	0.680	ЛОИ К 0.463	0375	0 324	0.00			0.00	0.00	0.20	031	лой к 054	. J 0.62	0.68
0.799	0.690	0.463	0.375	0.324	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.31	0.54	0.62	0.68
0.799	0.698	0.466	0.375	0.324	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.30 0.30	0.53 0.53	0.62	0.68
0.799	0.710	0.474	0.378	0.324	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.29	0.53	0.62	0.68
	C.	лой к	6		a	CJ	юй к	6			C.	лой к	6	
0.298	0.174	0.172	0.170	0.164	0.00	0.00	0.00 0.00	0.00	0.00 0.00	0.70 0.70	0.83 0.83	0.83 0.83	0.83 0.83	0.84
0.298	0.174	0.172	0.170	0.164	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70	0.83	0.83	0.83	0.84
0.299 0.299	0.174	0.172	0.170	0.164 0.164	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00	0.00 0.00	0.00	0.70	0.83	0.83	0.83	0.84 0.84

	Продолжение табл. 5.5												
ГАЗОН	СЕТКА Асышен	ност	ги	ΗΕΦ΄	) ГЕНА	СЕТКА СЫШ	а Еннос	сти	BO	) ЛОНАС	СЕТК. СЫШІ	A EHH(	ости
1 2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
	слойк	7			CJ	юй к	57			CJ	лой н	Κ7	
$\begin{array}{cccc} 0.245 & 0.15 \\ 0.245 & 0.15 \\ 0.245 & 0.15 \\ 0.245 & 0.15 \\ 0.245 & 0.15 \\ 0.245 & 0.15 \end{array}$	8       0.157       0         8       0.157       0         8       0.157       0         8       0.157       0         8       0.157       0         8       0.157       0         9       0.157       0	0.155 0.155 0.155 0.155 0.155 0.155	0.150 0.150 0.150 0.150 0.150 0.150	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.75 0.75 0.75 0.75 0.75	0.84 0.84 0.84 0.84 0.84	0.84 0.84 0.84 0.84 0.84	0.8 0.8 0.8 0.8 0.8	4 0.85 4 0.85 4 0.85 4 0.85 4 0.85 4 0.85
				ЗАБО	йноі	Е ДАВ	ЛЕНИ	E, AT					
	42.85 42.91 42.98 43.03 0.00 0.00 0.00 0.00 HOMEP												
НОМЕР ПРО- ПЛАСТ- КА	ФАЗА ЗАДАН.	QG-, 1	ДЕБ. гыс./с	ГАЗА, ут	QN-Д	ЕБ. Н т/сут	ЕФТИ,	QV-I	[ЕБ. В м <sup>3</sup> /сут	ЮДЫ, r	SG-	-НАН млн	К. ГАЗ, м <sup>3</sup>
		СКВА	жин	A HOM	IEP 11	ко	ордин	АТЫ	X =1,	Y = 1			
$ \begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$										E+03 E+00 E+03 E+03 E+00 E+00 E+00 E+00			
ИТО	Ю:	0.9	9564E	+02	0.	0000E	+00	0.0	000E-	+00	0.	5553	E+03
Продолжение табл. 5.5													
HOMEP	ФАЗА				GI					HAC	ыще	нно	СТИ
ПРО- ПЛАСТ- КА	ЗА- ДАН.	SN-F	-1АК. 1 ТЫС. Т	нефте онн	$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $					•	S <sub>n</sub>		
		СКВА	жин	A HOM	EP 11	кос	ордин	АТЫ 2	X = 1,	Y = 1			
1 2 3 4 5 6 7	ГАЗ ГАЗ ГАЗ ГАЗ - - - -	0 0 0 0 0 0 0 0	10000. 10000. 10000. 10000. 10000. 10000.	E+00 E+00 E+00 E+00 E+00 E+00 E+00 E+00		.0000E .0000E .0000E .0000E .0000E .0000E .0000E	+00 +00 +00 +00 +00 +00 +00	44.3 45.3 45.1 45.2 54.4 55.5 59.8	8 1 9 3 2 8 6	0.799 0.799 0.799 0.799 0.799 0.298 0.298 0.245	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	00 00 00 00 00 00 00 00	0.201 0.201 0.201 0.201 0.201 0.702 0.755
ИТС	:010	0	00001	E+00	0	.0000E	:+00	П	о ск	ВАЖИ	HE 11		1
ПОКАЗАТЕЛИ ТЕКУ ЗАП С1					′ЩИЕ АСЫ /С₂		до	обыч	A C <sub>1</sub> -	+ C <sub>2</sub>		3A)	качка
Газ, млн м <sup>3</sup> 2         Нефть, тыс. т       т         Конденсат, тыс. т       Газ в нефти, млн м <sup>3</sup> Вода с газом, тыс. м <sup>3</sup> Вода с нефтью, тыс. м <sup>3</sup> Вода, тыс. м <sup>3</sup> Вода, тыс. м <sup>3</sup>				243.24 0.000 0.000 0.000	9/0.00 /0.000 /0.000 /0.000 	0 5	55.301 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000 0.000	0.000         555.           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0           0.000         0.0		301         0           30         0           30         0           30         0           30         0           30         0           30         0           30         0		0.000    0.000	

## СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЕ ДАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ЗОНЕ 48.768 AT В НЕФТЯНОЙ ЗОНЕ 0.000 AT

## Количество вторгшейся воды, тыс. м<sup>3</sup> = 383.829

ПОКАЗАТЕЛИ	ГАЗ	НЕФТЬ	ВОДА
Текущие запасы	339.2282 млн м <sup>3</sup>	0.0026 тыс. т	9461.9326 тыс. м <sup>3</sup>
Отобранные запасы	555.3007 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>
Доля отобранных запасов	0.62103	0.00000	0.00000

Продолжение табл. 5.5

ПОКАЗАТЕЛИ	ГАЗ	НЕФТЬ	ВОДА					
Небаланс (доли ед.)	-0.662045E-03	0.000000E+00	0.000000E+00					
Накопленный отбор из зоны	555.3007 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>					
Доля отбора из зоны	0.70317	0.00000	0.00000					
TEKY	УЩИЕ ЗАПАСЫ МОД	ІЕЛИ ПО ЗОНАМ						
Газ	245.8968 млн м <sup>3</sup>	0.0000 млн куб м	93.3315 млн м <sup>3</sup>					
Нефть	0.0011 тыс. т	0.0000 тыс. т	0.0015 тыс. т					
Вода	2518.3486 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	6943.5830 тыс. м <sup>3</sup>					
РАЗНОСТЬ МЕЖДУ НАЧАЛЬНЫМИ И ТЕКУЩИМИ ЗАПАСАМИ ПО ЗОНАМ								
Газ	543.8085 млн м <sup>3</sup>	0.0000 млн куб м	11.1246 млн м <sup>3</sup>					
Нефть	-0.0011 тыс. т	0.0000 тыс. т	-0.0014 тыс. т					
Вода	-1034.7439 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	656.2793 тыс. м <sup>3</sup>					

## ПЕЧАТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Номер временного слоя 267 Время моделирования 7300.00 сут Шаг по времени 23.283 сут Год с начала разработки 20.00 Вариант номер – > V01<sub>н</sub> < - (с записью таблицы)

$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $		СЕТКА ДА	влении (	(IA3), <i>I</i>	<b>A</b> I	CI	LIKA PAS	ности д	цавлени	าท
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(	слойк 1				(	слойк 1		
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	12.8 13.0 13.2 13.3 13.4	13.0 13.1 13.2 13.3 13.4	13.2 13.2 13.3 13.3 13.4	13.3 13.3 13.3 13.4 13.4	13.4 13.4 13.4 13.4 13.4 13.4	99.2 99.0 98.8 98.7 98.6	99.0 98.9 98.8 98.7 98.7	98.8 98.8 98.8 98.7 98.7	98.8 98.8 98.8 98.8 98.7	98.8 98.8 98.8 98.8 98.8 98.8
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $		(	слойк 2					слойк 2	1	
13.6       14.0       14.3       14.4       14.5       98.6       98.3       98.0       97.9       97.9         13.9       14.0       14.3       14.4       14.5       98.6       98.2       98.0       97.9       97.9         14.2       14.2       14.3       14.4       14.5       98.0       98.0       97.8       97.9       97.9         14.4       14.4       14.5       14.5       14.5       97.8       97.8       97.8       97.9       97.9         14.5       14.5       14.5       14.5       98.7       97.8       97.8       97.9       97.9         13.6       14.0       14.3       14.4       14.5       98.7       98.4       98.1       98.0       98.0         13.9       14.0       14.3       14.4       14.5       98.1       98.1       98.0       98.0         14.4       14.4       14.5       14.5       14.5       14.6       97.8       97.9       97.9       97.9       97.9       98.0       98.0         14.4       14.4       14.5       14.5       14.5       97.8       97.9       97.9       97.9       97.9       98.0       98.0       98	13.6 14.0 14.3 14.4 14.5	14.0 14.1 14.3 14.4 14.5	14.3 14.3 14.3 14.4 14.5	14.4 14.4 14.5 14.5	14.5 14.5 14.5 14.5 14.5	98.5 98.1 97.9 97.7 97.6	98.2 98.0 97.9 97.7 97.7	97.9 97.9 97.8 97.7 97.7	97.8 97.8 97.8 97.8 97.8 97.7	97.8 97.8 97.8 97.8 97.8 97.8
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	136	14.0	1/3	144	14.5	98.6	083		070	07 0
$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	13.9 14.2 14.4 14.5	14.0 14.2 14.4 14.5	14.3 14.3 14.4 14.5	14.4 14.4 14.5 14.5	14.5 14.5 14.5 14.5 14.6	98.0 98.2 98.0 97.8 97.7	98.3 98.2 98.0 97.8 97.8	98.0 98.0 97.8 97.8	97.9 97.9 97.9 97.9 97.8	97.9 97.9 97.9 97.9 97.9
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(	слойк 4				(	слойк 4	i	
$ \begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	13.6 13.9 14.2 14.4 14.5	14.0 14.0 14.2 14.4 14.5	14.3 14.3 14.3 14.4 14.5	14.4 14.4 14.5 14.5	14.5 14.5 14.5 14.5 14.6	98.7 98.4 98.1 97.9 97.8	98.4 98.3 98.1 97.9 97.8	98.1 98.1 97.9 97.9	98.0 98.0 98.0 98.0 97.9	98.0 98.0 98.0 98.0 98.0
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(	слойк 5				(	слойк 5	i	
СЛОЙ К 6         СЛОЙ К 6           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           43.1         43.2         43.5         44.2         45.2         69.5         69.4         69.1         68.4         68.1           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3	41.7 41.7 41.7 41.7 41.7	41.9 41.9 41.9 41.9 41.9 41.9	42.3 42.3 42.3 42.3 42.3 42.3	43.0 43.0 43.0 43.0 43.0	43.9 43.9 43.9 43.9 43.9 43.9	70.8 70.8 70.8 70.8 70.8 70.8	70.5 70.5 70.5 70.5 70.5	70.2 70.2 70.2 70.2 70.2 70.2	69.6 69.6 69.6 69.6 69.6	68.7 68.7 68.7 68.7 68.7
$ \begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(	слойк 6				(	слойк 6	i	
СЛОЙ К 7         СЛОЙ К 7         СЛОЙ К 7           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9           47.2         47.3         47.7         48.4         49.4         68.0         68.0         68.0         67.9	43.1 43.1 43.1 43.1 43.1	43.2 43.2 43.2 43.2 43.2 43.2	43.5 43.5 43.5 43.5 43.5 43.5	44.2 44.2 44.2 44.2 44.2	45.2 45.2 45.2 45.2 45.2	69.5 69.5 69.5 69.5 69.5	69.4 69.4 69.4 69.4 69.4	69.1 69.1 69.1 69.1 69.1	68.4 68.4 68.4 68.4 68.4	68.1 68.1 68.1 68.1 68.1
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(	слойк 7				i i	слойк 7	,	
	47.2 47.2 47.2 47.2 47.2 47.2	47.3 47.3 47.3 47.3 47.3 47.3	47.7 47.7 47.7 47.7 47.7	48.4 48.4 48.4 48.4 48.4	49.4 49.4 49.4 49.4 49.4	68.0 68.0 68.0 68.0 68.0	68.0 68.0 68.0 68.0 68.0	68.0 68.0 68.0 68.0 68.0	68.0 68.0 68.0 68.0 68.0	67.9 67.9 67.9 67.9 67.9

Продолжение табл. 5.5

ГАЗ	вонас	СЕТКА СЫЩЕ	ннос	ти	HE⊄	) TEHA	СЕТКА СЫЩ	ЕННО	сти	BO	) IOHAQ	СЕТКА СЫШЕ	ннос	сти
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
-	C.	лой к	1	_	-	- CJ	лой к	1	0	-	C.	лой к	: 1	U
0.798 0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C.	лой к	2			CJ	лой к	2			C.	лой к	2	
0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C.	лой к	3			CJ	лой к	3			C.	лой к	: 3	
0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.798 0.798 0.798 0.798 0.798	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20 0.20	0.20 0.20 0.20 0.20 0.20
	C.	лой к	4			CJ	лой к	4			C.	лой к	4	
0.632 0.798 0.798 0.798 0.798	0.579 0.585 0.604 0.607 0.607	0.530 0.534 0.544 0.549 0.550	0.505 0.506 0.508 0.511 0.513	0.410 0.410 0.411 0.414 0.415	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.37 0.20 0.20 0.20 0.20	0.42 0.42 0.40 0.39 0.39	0.47 0.47 0.46 0.45 0.45	0.49 0.49 0.49 0.49 0.49	0.59 0.59 0.59 0.59 0.59
	C.	лой к	5			CJ	лой к	5			C.	лой к	: 5	
0.585 0.594 0.595 0.594 0.597	0.250 0.250 0.251 0.253 0.251	0.243 0.243 0.243 0.244 0.244	0.238 0.238 0.238 0.238 0.238	0.224 0.224 0.224 0.224 0.224	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.41 0.41 0.40 0.41 0.40	0.75 0.75 0.75 0.75 0.75 0.75	0.76 0.76 0.76 0.76 0.76	0.76 0.76 0.76 0.76 0.76	0.78 0.78 0.78 0.78 0.78
	C.	лой к	6			C)	лой к	6			C.	лой к	6	
0.248 0.248 0.248 0.248 0.248	$\begin{array}{c} 0.160 \\ 0.160 \\ 0.160 \\ 0.160 \\ 0.160 \end{array}$	0.159 0.159 0.159 0.159 0.159	$\begin{array}{c} 0.156 \\ 0.156 \\ 0.156 \\ 0.156 \\ 0.156 \end{array}$	0.149 0.149 0.149 0.149 0.149	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.75 0.75 0.75 0.75 0.75	0.84 0.84 0.84 0.84 0.84	0.84 0.84 0.84 0.84 0.84	0.84 0.84 0.84 0.84 0.84	0.85 0.85 0.85 0.85 0.85
	C.	лой к	. 7			C	лой к	7			C.	лой к	7	
0.218 0.218 0.218 0.218 0.218	0.147 0.147 0.147 0.147 0.147	0.146 0.146 0.146 0.146 0.146	0.144 0.144 0.144 0.144 0.144	0.138 0.138 0.138 0.138 0.138	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.78 0.78 0.78 0.78 0.78	0.85 0.85 0.85 0.85 0.85	0.85 0.85 0.85 0.85 0.85	0.86 0.86 0.86 0.86 0.86	0.86 0.86 0.86 0.86 0.86

ЗАБОЙНОЕ АВЛЕНИЕ, АТ

	11.13	11.15	11.17	11.18	9.00	0.00	0.00	0.00
--	-------	-------	-------	-------	------	------	------	------

НОМЕР ПРОПЛА- СТКА	ФАЗА ЗАДАН.	QG-ДЕБ. ГАЗА, тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>QN</i> -ДЕБ. НЕФ- ТИ, т∕сут	<i>QV-</i> НАК. ГАЗ, млн м <sup>3</sup>	<i>SG</i> -НАК. ГАЗ, млн м <sup>3</sup>				
	СК	ВАЖИНА НОМЕР 11	координаты	X = 1, Y = 1					
1 2 3 4 5 6 7	ГАЗ ГАЗ ГАЗ ГАЗ – –	0.8190E+01 0.2601E+01 0.6369E+01 0.8446E+01 0.0000E+00 0.0000E+00	0.0000E+00 0.0000E+00 -0.8597E-09 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00	0.0000E+00 0.0000E+00 0.2778E+00 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00	0.2417E+03 0.7304E+00 0.1726E+03 0.3405E+03 0.0000E+00 0.0000E+00 0.0000E+00				
ИТС	Γ ΟΓΟ:	0.2303E+02	-0.8597E-09	0.2778E+00	0.7555E+03				
4				1					

Продолжение табл. 5.5

HOMEP	<b>MA3A 3A</b> -	SN-HAK.	SV-HAK.		HAC	сти	
ПРО- ПЛАСТ- КА	ДАН.	НЕФТЬ, тыс. тонн	ВОДА <sub>.</sub> тыс. м <sup>3</sup>	<i>p</i> <sub>r</sub> , ATA	Sr	S <sub>H</sub>	S <sub>B</sub>
1	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	12.76	0.798	0.00	0,202
2	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	13.61	0.798	0.00	0,202
3	ГАЗ	0.0000E+00	0.0000E+00	13.58	0.798	0.00	0,202
4	ГАЗ	-0.2534E-08	0.971E-01	13.62	0.632	0.00	0,368
5	-	0.0000E+00	0.0000E+00	41.66	0.585	0.00	0,415
6	-	0.0000E+00	0.0000E+00	43.09	0.248	0.00	0,752
7		0.0000E+00	0.0000E+00	47.24	0.218	0.00	0,782
И	ΓΟΓΟ:	-0.2534E-08	0.9711E-01	ПО	СКВАЖИНІ	E 11	1

ПОКАЗАТЕЛИ	ТЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub>	ДОБЫЧА С <sub>1</sub> + С <sub>2</sub>			ЗАКАЧКА
Газ. млн м <sup>3</sup>	72.614/0.000	755.539	0.000	755.539	0.000
Нефть, тыс. т	0.000/0.000	0.000	0.000	0.000	-
Конденсат, тыс. т	0.000/0.000	0.000	0.000	0.000	-
Газ в нефти, млн м <sup>3</sup>	0.000/0.000	0.000	0.000	0.000	-
Вода с газом, тыс. м <sup>3</sup>	-	0.097	0.000	0.097	-
Вода с нефтью, тыс. м <sup>3</sup>		0.000	0.000	0.000	-
Вода, тыс. м <sup>3</sup>	-	0.000	0.000	0.000	0.000

## СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЕ ДАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ЗОНЕ 22.553 AT В НЕФТЯНОЙ ЗОНЕ 0.000 AT

Количество вторгшейся воды, тыс. м<sup>3</sup> = -1126.002

ПОКАЗАТЕЛИ	ГАЗ	нефть	ВОДА					
Текущие запасы	141.9836 млн м <sup>3</sup>	0.0038 тыс. т	10167.7578 тыс. м <sup>3</sup>					
Отобранные запасы	755.5391 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0971 тыс. м <sup>3</sup>					
Доля отобранных запасов	0.84497	-0.00003	0.00001					
Небаланс (доли ед.)	-0.444917E-02	0.147211E+07	-0.111671E+05					
Накопленный отбор из зоны	755.5391 млн м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. т	0.0971 тыс. м <sup>3</sup>					
Доля отбора из зоны	0.95674	0.00000	0.00001					
ТЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ МОДЕЛИ ПО ЗОНАМ								
Газ	74.6245 млн м <sup>3</sup>	0.0000 млн м <sup>3</sup>	67.3592 млн м <sup>3</sup>					
Нефть	0.0017 тыс. т	0.0000 тыс. т	0.0022 тыс. т					
Вода	3132.0327 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	7035.7256 тыс. м <sup>3</sup>					
РАЗНОСТЬ МЕЖДУ НАЧАЛЬНЫМИ И ТЕКУЩИМИ ЗАПАСАМИ ПО ЗОНАМ								
Газ	715.0809 млн м <sup>3</sup>	0.0000 млн м <sup>3</sup>	37.0969 млн м <sup>3</sup>					
Нефть	-0.0016 тыс. т	0.0000 тыс. т	-0.0021 тыс. т					
Вода	-1648.4280 тыс. м <sup>3</sup>	0.0000 тыс. м <sup>3</sup>	564.1367 тыс. м <sup>3</sup>					

В графе « $\beta^{20}$ » — приведены значения коэффициента газоотдачи за 20 лет разработки для различных вариантов.

В последних графах табл. 5.3 и 5.4 дана характеристика водоносного бассейна. Приведенные в этой графе условия: «без подтока воды» или с «подтоком воды» означают, что в процессе истощения залежи контур водоносности не подпитывается или подпитывается внешней водоносной частью бассейна.

В комплексе таблиц с общим номером «табл. 5.5» приведены:

время моделирования, т.е. продолжительность работы залежи, к концу которой установились данные, приведенные: по давлению, насыщенности, разности давлений и т.д. Так, например, если в шапке напечатано время f = 365 сут, то это означает, что через 1 год разработки на месторождении будут те результаты, которые приведены в таблице;

продолжительность разработки сначала. В приведенном комплексе табл. 5.5 основные показатели даны к концу 1-го года разработки, 5-ти, 10-ти и 20-ти лет;

шаг по времени приведен для случая, если специалисты создадут аналогичную программу для подсчета извлекаемых запасов с использованием геолого-математических моделей;

сетка давлений — один из основных параметров, получаемых при подсчете запасов газа. Под сеткой давлений понимается следующие: по горизонтали – пластовые давления по ячейкам по координате x на расстоянии от скважины 10, 60, 210, 450 и 750 м соответственно, ниже этих цифр с номерами ячеек указан номер пропластка. В частности «слой K1» соответствует пропластку 1 сверху с пористостью  $m_1 = 0,2$  и проницаемости  $k_1 = 0,5$  мкм<sup>2</sup> и т.д. Каждый слой представлен пятью строками вниз с координатами ячеек по оси и, находящейся от скважины аналогично координате х на расстоянии 10, 60, 210, 450 и 750 м. По величине давлений в каждом слое нетрудно оценить степень истощения того или иного пропластка. Как видно из табл. 5.5, через год разработки больше всего истощен первый пропласток, так как значение давлений в этом пропластке ниже остальных. Следует обратить внимание на величину давлений в первом и четвертом высокопроницаемых пропластках. В четвертом пропластке давление на контуре питания (ячейка с номером 5 по осям x и y) примерно на 0.14 МПа выше давления в первом пропластке, что объясняется двумя причинами: 1) пропласток К1 подпитывается только низкопроницаемым пропластком K2 и расположен выше остальных; 2) пропласток K4 подпитывается третьим высокопроницаемым пропластком K3 с проницаемостью k = 0.25 мкм<sup>2</sup> и низкопроницаемым пятым пропластком. Кроме того, в четвертом пропластке пластовое давление выше, чем в первом, из-за учета гравитационных сил;

сетка разности давлений показывает разницу между начальным пластовым давлением пропластка и текущим к концу расчетного времени. В частности в табл. 5.5 приведена разница между начальным давлением и давлением через 365 дней разработки залежи. Сетка разности давлений — один из основных параметров, показывающий отставание истощения низкопроницаемых пропластков в процессе разработки. В рассматриваемом примере через год разработки разность давлений по пропласткам составляет:  $\Delta p_1 = p_{\mu 1} - p_{\tau 1} = 1,56$  МПа (на расстоянии от скважины 10 м) и  $\Delta p_1 = p_{\pi 1} - p_{\tau 1} = 1,51$  МПа (на расстоянии 750 м). По пропластку  $K2 \Delta p_2 = p_{\mu 2} - p_{\tau 2} = 0,99$  и  $\Delta p_2 = p_{\mu 2} - p_{\tau 2} = 0,74$  МПа соответственно на расстоянии 10 и 750 м от скважины. Для слоя (пропластка) КЗ эти разности равны 1.49 и 0.14 МПа. т.е. несколько меньше, чем в первом пропластке, но больше, чем во втором. В четвертом пропластке К4 эти разности оказались равными 0,15 и 0,141 МПа. Если рассмотреть разности давлений через 5 лет разработки залежи, то эти разности будут равняться: в первом пропластке 4,48 и 4,44 МПа; во втором 0,402 и 0,382 МПа, а в четвертом 4,36 и 4,27 МПа на расстояниях от скважины 10 и 750 м соответственно. Большой практический интерес представляют разности давлений в пятом и шестом пропластках, которые оказались примерно в 2 раза меньше, чем в первом и четвертом пропластках, что связано с невскрытием скважиной этих пропластков и поддержанием давления водоносным пластом снизу. К концу разработки через 20 лет разности давлений по пропласткам K1+K7 в среднем составляли 9,48; 8,85; 9,38; 9,39; 5,54; 5,37 и 5,13 МПа;

сетки насыщенностей печатаются для трех фаз: газ, нефть и вода. Это свя-

зано с тем, что геолого-математическая модель создана для трехфазной системы. Но так как пример расчета выполнен для газовой залежи, в сетке насыщенностей приведена насыщенность по нефти, равная нулю по всем пропласткам для любого отрезка времени разработки. Если насыщенность водой в процессе разработки по любому пропластку превышает порог подвижности, принятый равным  $S_{BII} \ge 0.25$ , то начинается двухфазная фильтрация с заданным характером проницаемости в зависимости от величин газоводонасыщенности любого из пропластков;

в табл. 5.5 приведены значения забойных давлений по вскрытым скважиной пропласткам с учетом гравитационных сил и потерь давления при движении газа в пределах интервала вскрытия;

приведены значения дебитов газа, нефти и воды по пропласткам и суммарные по всем слоям, а также накопленные отборы по фазам из каждого пропластка и суммарно из фрагмента;

приведены текущие запасы газа и отбора. В случае необходимости закачки сухого газа и воды в пласт даны также объемы закачиваемых агентов;

приведены средневзвешенные пластовые давления в газо-, нефте- и водонасыщенных зонах;

приведены среднесуточные за год дебиты газа и конденсата, годовые отборы и нарастающие отборы с начала разработки фрагмента залежи; текущие ежегодные коэффициенты газоотдачи и средневзвешенные пластовые давления по годам.

Описанный перечень данных, получаемых с помощью геолого-математических моделей, невозможно получить любым другим методом. Этот метод является не только методом для оценки степени участия каждого из высоко- и низкопроницаемых пропластков в процессе разработки, но и методом, совмещающим задачи определения запасов газа и прогнозирования показателей разработки многослойных неоднородных пластов. Поэтому проектировщик обязательно должен использовать этот метод.

Приведенные выше табличные данные должны быть проанализированы для каждого месторождения или фрагментов из проектируемого месторождения. При этом необходимо рассмотреть влияние на прогнозируемые показатели следующих факторов:

параметра анизотропии  $k = k_{\rm B}/k_{\rm r}$ ;

запасов газа высоко- и низкопроницаемых пропластков в разрезе;

последовательности залегания высоко и низкопроницаемых пропластков; вскрытия пропластков скважиной;

темпа отбора газа из месторождения (фрагмента);

размеров водоносного бассейна и количества растворенного в воде и в нефти, при наличии нефтяной оторочки, газа;

толщины низкопроницаемых пропластков;

угла падения пластов и др.

А. Из проведенных исследований следует, что при проектировании необходимо исходить из того, что:

1. При параметре анизотропии  $k \ge 0,01$  практически все пропластки с проницаемостями  $0,001 \le k \le 0,5$  мкм<sup>2</sup> истощаются синхронно с одинаковым темпом, а при прочих одинаковых условиях и ухудшении вертикальной проницаемости в 10 раз (k = 0,001) извлекаемые за 20 лет разработки запасы газа снижаются на 8,5 %. При снижении запасов низкопроницаемых пропластков конечные коэффициенты газоотдачи снижаются на 2,3 %. Отставание в величинах коэффициентов газоотдачи происходит при снижении запасов высокопро-
ницаемых пропластков. Это отставание может доходить до 13 %. Если параметр анизотропии  $\varkappa = 0,0001$ , то пропласток практически не истощается и поэтому в разработке участвуют только вскрытые 1-й, 3-й и 4-й пропластки. Пятый пропласток выполняет роль непроницаемой перегородки и 6-й практически не участвует в разработке, хотя проницаемость его  $k_6 = 0,25$  мкм<sup>2</sup>. При одинаковых значениях параметра анизотропии коэффициент извлечения из горизонтальных пластов ниже, чем из наклонных пластов.

2. Степень истощения низкопроницаемых пропластков существенно зависит от параметра анизотропии при  $\varkappa \leq 0,001$ . При этом абсолютная величина горизонтальной проницаемости является определяющей. При низкой горизонтальной проницаемости параметр анизотропии даже при  $\varkappa \approx 0,01$  может оказать существенное влияние на истощение низкопроницаемых коллекторов, и этот фактор должен быть учтен при проектировании. Влияние параметра анизотропии при принятых емкостных и фильтрационных параметрах пропластков оценивается не только коэффициентом газоотдачи, но и перепадом давления между высоко- и низкопроницаемыми пропластками.

В табл. 5.6 приведены итоговые данные разработки фрагмента по одному из вариантов.

3. При параметре анизотропии *k* = 0,0001 переток из низкопроницаемых в высокопроницаемые пропластки практически прекращается.

В. Большой практический интерес для проектирования разработки представляет соотношение запасов высоко- и низкопроницаемых пропластков при одинаковых параметрах анизотропии. Из проведенных расчетов следует, что при снижении запасов низкопроницаемых пропластков и x = 0,01 коэффициент извлечения растет более интенсивно, так как основная доля запасов приходится на долю высокопроницаемых пропластков. Ухудшение параметра анизотропии в 10 раз, т.е. при x = 0,001, повышает коэффициент газоотдачи на 8,6 %, если запасы газа низкопроницаемых пропластков снижены в 5 раз по сравнению с запасами высокопроницаемых пропластков.

Сутки	Добыча газа			Добыча конденсат	газового а тыс. тонн	Коэффициент газоотдачи	Средневзвешенное пластовое давление, МПа	
Cylkn	среднесу- точная, тыс. м <sup>3</sup>	годовая, млн м <sup>3</sup>	нарастаю- щая, млн м <sup>3</sup>	Годовая	Нарастаю- щая	Текущий	Газовая зона	Нефтяная зона
365 730 1095 1460 1825 2190 2555 2920 3285 3650 4015 4380 4745 5110	871.1 778.4 722.8 670.3 620.3 571.9 525.6 482.8 441.0 401.3 362.8 325.0 289.5 256.2	318.0 284.1 263.8 244.7 226.4 208.7 191.9 176.2 161.0 146.5 132.4 118.6 105.7 93.5	318.0 602.1 865.9 1110.5 1336.9 1545.7 1737.5 1913.8 2074.7 2221.2 2353.6 2472.3 2578.0 2671.5	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.0	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.0	0.101 0.191 0.274 0.352 0.423 0.489 0.550 0.606 0.657 0.703 0.745 0.783 0.816 0.846	10.10 9.33 8.62 7.95 7.33 6.75 6.20 5.70 5.70 5.22 4.78 4.38 4.01 3.68 3.38	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.0
5475 5840 6205 6570 6935 7300	225.8 198.5 173.6 147.3 117.1 98.4	82.4 72.5 63.4 53.8 42.8 35.9	2753.9 2826.4 2889.7 2943.5 2986.2 3022.2	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00	0.872 0.895 0.915 0.932 0.945 0.957	3.11 2.87 2.66 2.48 2.33 2.21	0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

Таблица 5.6

С. Влияние последовательности залегания на степень истощения каждого пропластка сильно зависит от параметра анизотропии и вскрытия пропластков скважиной. При низких параметрах анизотропии текущий коэффициент газоотдачи зависит от вскрытия пропластков и продолжительности отбора газа из месторождения.

D. Темп отбора из месторождения показывает, что низкопроницаемые пропластки в первое время не успевают участвовать в разработке и поэтому коэффициент извлечения соответствует только запасам высокопроницаемых пропластков.

Е. Размеры водоносного бассейна не существенно влияют на коэффициент газоотдачи и увеличивают газоотдачу примерно на 1 %.

Полученные выше закономерности показаны на рис. 5.7–5.12. Среди этих зависимостей наиболее информативными являются зависимости между падением давления и отбором газа для различных параметров пропластков и разности давлений  $\Delta p_i = p_{\pi i} - p_{\tau i}$  в зависимости от отбора газа. На рис. 5.7, *a*, *б* показано падение пластового давления в зависимости от отбора газа для вариантов  $V01_{\mu}$ ÷  $V13_{\mu}$ . Аналогичные зависимости показаны на рис. 5.8, *a*, *б* для горизонтального пласта. Из характера изменения давления в зависимости от отбора газа для вариантов исторудно установить по каждому варианту величину текущих извлекаемых запасов. Из рис. 5.8 особенно четко видно, что в зависимости от включения в разработку низкопроницаемых пропластков запасы газа увеличиваются (см. варианты  $V06_6$ ,  $V07_6$ ,  $V08_6$  и т.д.).

На рис. 5.9, *a*, *б* и 5.10, *a*, *б* показаны перепады давления между высоко- и низкопроницаемыми пропластками залежи пластового типа (наклонные пласты); в частности между четвертым (высокопроницаемым) и пятым (низкопроницаемым) пропластками, а также между первым и вторым пропластками. Из рис. 5.9, *a*, *б* видно, что перепады давления между 4-м и 5-м пропластками непрерывно растут, что вызвано влиянием на 5-й пропласток нижележащих невскрытых 5-го и 6-го пропластков и частичным поддержанием давления водоносным пластом. Перепады давления между первым и вторым пропластками сначала резко растут, что связано с интенсивным истощением первого пласта, а затем сравнительно стабилизируются (см. рис. 5.10, *a*, *б* варианты  $V01_{\rm H} - V11_{\rm H}$ ). Только при вариантах  $V02_{\rm H}$ ,  $V06_{\rm H}$ ,  $V12_{\rm H}$  и  $V13_{\rm H}$  после образования перепада 0,6÷1,0 МПа начинаются интенсивные перетоки, и первоначальные перепады начинают уменьшаться.

В процессе истощения горизонтального пласта характер изменения перепадов по вариантам между четвертым и пятым пропластками остается таким же, как и у наклонных пластов. Причем величины перепадов по большинству вариантов (V02<sub>6</sub>, V03<sub>6</sub>, V04<sub>6</sub>, V06<sub>6</sub> и V07<sub>6</sub>, V09<sub>6</sub> ÷V13<sub>6</sub>) близки или больше 4,0 МПа (рис. 5.11 *a*, *б*). В частности, по вариантам V11<sub>н</sub>-V12<sub>н</sub>  $\Delta p = p_5 - p_4$  доходит до 8,0 МПа (рис. 59, б). Перепады давления между вторым и первым пропластками гораздо ниже и равны 0,2÷0,8 МПа. Только при вариантах V096÷V136 перепады между вторым и первым пропластками доходят до 6.0 МПа (рис. 5.12, а). На рис. 5.11, б показаны перепады давления между пятым и четвертым и третьим и вторым пропластками. Наличие сведений о пластовых давлениях не только по отдельным пропласткам, но и по каждой ячейке по координатам х и у позволяет в любой момент времени предсказать степень их участия в разработке и назвать величины остаточных запасов в них. Это и является главным достоинством геолого-математических моделей при использовании их для подсчета запасов газа с учетом влияния на величину запасов различных геолого-гидродинамических факторов. Это преимущество ново-



Рис. 5.8. Изменение давления в верхнем пропластке в наклонном пласте в зависимости от процента отбора для вариантов: a - V01<sub>6</sub> - V08<sub>6</sub>; 6 - V09<sub>6</sub> - V13<sub>6</sub>



Рис. 5.8. Изменение давления в верхнем пропластке в наклонном пласте в зависимости от процента отбора для вариантов:  $a - V01_6 - V08_6; \ 6 - V09_6 - V13_6$ 



Рис. 5.9. Перепад давления между пятым и четвертым пропластками в наклонном пласте для вариантов:  $a - V01_{s} - V10_{s}; \delta - V11_{s} - V13_{s}$ 



Рис. 5.10. Перепад давления между вторым и первым пропластками в наклонном пласте для вариантов:  $a - V01_{\mu} - V10_{\mu}; 6 - V11_{\mu} - V13_{\mu}$ 





го метода делает его практически незаменимым при подсчете запасов при прогнозировании основных показателей разработки.

Из приведенных выше результатов, полученных путем использования геолого-математических моделей месторождений для оценки запасов газа, следует, что для применения этого метода необходимо знать всю геолого-геофизическую, гидродинамическую информацию о пропластках без усреднений, свойствах газа, нефти, конденсата и воды, термобарических параметров газа и т.д., а также необходимо:

1. Не исключать из подсчета любые пропластки независимо от их емкостных и фильтрационных свойств, параметры, полученные различными методами исследования.

2. Учесть запасы растворенного в подошвенной и контурной воде и в нефти, если имеется нефтяная оторочка, газа.

3. Предсказать, по возможности, степень истощения и интенсивность отработки каждого пропластка и сроки активного включения их в разработку.

4. Достоверно определить извлекаемые запасы газа.

5. С высокой точностью определить положение ГВК и ГНК (если имеется нефтяная оторочка) на любой стадии разработки месторождения.

6. Достоверно определить пластовое давление в любой точке залежи по толщине и площади.

7. Рекомендовать оптимальный вариант вскрытия газоносных пропластков.

8. Установить интенсивность отбора газа из залежи.

9. Предсказать опасность дополнительных потерь конденсата в пласте при неверно выбранной системе разработки неоднородной залежи.

10. Предсказать возможность обводнения залежи по пропласткам и по залежи в целом.

# 5.8. КАТЕГОРИЙНОСТЬ ЗАПАСОВ ГАЗА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДАХ ПОДСЧЕТА, И ЕЕ ПРИЕМЛЕМОСТЬ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Принятая в настоящее время категорийность запасов газа базируется на том, что известно число разведочных скважин с промышленным притоком газа, на информации о положении контакта газ – вода (газ – нефть, при наличии нефтяной оторочки); о пористости, газоводонасыщенности пропластков и об эффективной толщине залежи. При применении метода падения пластового давления опираются на информацию о значениях пластового давления по толщине и по площади и о добытом количестве газа и конденсата. Общепринято, что запасы газа, определяемые методом падения пластового давления, имеют более высокую категорию, чем запасы, определенные объемным методом. Как правило, запасы газа, оцениваемые методом падения пластового давления, относят к категории А, подчеркивая при этом, что эти запасы являются текущими и не исключена возможность их изменения в процессе разработки. Наиболее современными с позиции оценки запасов газа по категориям являются положения, изложенные в работе. В этой работе, также, как и во всех предыдущих инструкциях ГКЗ и методических указаниях по классификации запасов газа, допускается произвольный выбор предельных значений коэффициентов пористости, газоводонасыщенности объектов, используемых в качестве коллектора. Поэтому в настоящее время нет общепринятых предельно нижних для терригенных коллекторов значений пористости и газонасыщенности, включаемых в подсчетные объекты. Как правило, для терригенных коллекторов при подсчете запасов газа для различных месторождений принимается разный нижний предел пористости. Отметим, что на известных и разрабатываемых в настоящее время месторождениях нижний предел пористости колеблется в диапазоне  $0 \le m = 0,06$ . В то же время при подсчете запасов газа трещиноватых коллекторов пористость матрицы в диапазоне изменений  $0,03 \le m \le 0,08$  считается при-емлемой величиной.

В принципе пористость коллектора, точнее, ее предельно низкое значение не должно являться ограничивающим фактором, по которому решают вопрос о включении или невключении в подсчет таких коллекторов. Решающими должны быть параметры газонасыщенности и проницаемости, порог подвижности флюидов в данной пористой среде. Исключение из подсчета запасов газа низкопористых коллекторов по субъективным рассуждениям специалистов, подсчитывающих или утверждающих запасы газа, не может быть признано однозначно правильным решением.

Отсутствие в настоящее время узаконенных общепризнанных методов подсчета запасов с использованием геолого-математических моделей для различных месторождений газа при подсчете запасов привело к тому, что, несмотря на обновление инструкций ГКЗ по классификации категорий запасов газа, подсчетные параметры, методы их получения и оценка запасов по этим параметрам остались на уровне 1950-х годов.

Принципиально новым должен быть порядок подсчета запасов газа. Этот новый порядок обязательно должен включить в себя:

оценки пористости, газоводонасыщенности всего разреза, независимо от абсолютных величин этих параметров;

оценки вертикальной и горизонтальной проницаемости высоко- и низко-проницаемых пропластков;

последовательность залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков;

вскрытие скважиной высокопроницаемых пропластков с учетом наличия низкопродуктивных (низкопроницаемых) пропластков;

оценки балансовых (объемным методом) запасов как высокопористых, высокопроницаемых, так и низкопористых (или высокопористых, но низкопроницаемых, например, глинистых с учетом их водонасыщенностей) низкопроницаемых интервалов продуктивного разреза;

создание геолого-математических моделей фрагментов, число которых должно быть установлено неоднородностью залежи по площади и структурой месторождения;

запасы растворенного в воде (в нефти и в воде при наличии нефтяной оторочки) газа и объемных и упругих параметров водоносного бассейна;

наличие зонального распространения непроницаемых пропластков или литологических окон на месторождении;

создание геолого-математической модели трехмерной, многофазной нестационарной фильтрации газа (нефти при наличии оторочки) и воды к скважине; оценки степени участия низкопроницаемых пропластков в общей добыче газа (нефти) в результате более интенсивного отбора (истощения) из высокопроницаемых пропластков и перетока газа (нефти и воды) из низкопроницаемых в высокопроницаемые пропластки, залегающие над и под низкопроницаемым;

оценки времени начала интенсивного перетока, количества перетекающего газа и характера изменения разности давлений между высоко- и низкопроницаемыми пропластками;

оценки продвижения воды (нефти и воды) в газовую часть залежи в зависимости от типа залежи (массивный или пластовый), параметра анизотропии, толщины пропластков, интенсивности отбора газа, расположения скважин и т.д.

На базе перечисленных и других полученных данных следует утвердить запасы газа в залежи в целом с учетом всех как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых пропластков. Метод падения пластового давления, в принципе идентичный методу геолого-математических моделей, отличается от последнего тем, что метод падения пластового давления не дифференцирует запасы отдельных пропластков, не позволяет однозначно оценить конечные извлекаемые запасы, так как по накопленным в процессе разработки залежам не представляется возможным определить степень истощения каждого пропластка, интенсивность перетока газа из низкопроницаемых в высокопроницаемые, продвижения воды по каждому пропластку и т.д.

Исходя из изложенного выше следует, что категорийность запасов газа и их конечные извлекаемые величины могут быть и должны определяться только на основе полученных данных с помощью геолого-математических моделей газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Теоретические основы подсчета запасов газа, газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений массивного и пластового типов, хотя и близки, могут быть разделены на три самостоятельных метода создания геологоматематических моделей, алгоритмов и программ расчета. С позиции корректности и краткости изложения разрабатываемого метода использования геологоматематических моделей целесообразнее предложить один универсальный метод, позволяющий подсчитать запасы газа для газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. В случае отсутствия в газе конденсата и нефтяной оторочки на месторождении в таком методе достаточно ввести в программу нулевые значения по содержанию конденсатов и пропластков, предусмотренных как нефтенасыщенные.

По такому принципу разработаны теоретические основы, алгоритмы и программы расчета приведенных ниже геолого-математических моделей для подсчета запасов газа.

# 5.9. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УЧЕТА ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Многочисленные исследования показывают, что после разбуривания и начала разработки газовых и газоконденсатных месторождений на истощение по мере уменьшения пластового давления их коллекторы подвергаются деформации под действием горного давления, что вместе с изменением свойств насыщающих коллектор газов существенно влияет на показатели разработки. Причем процесс деформации может быть очень длительным или даже непрекращающимся, что указывает на его релаксирующий характер. Процессы деформации в особенности происходят на больших глубинах, а также на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением из-за недоуплотненности скелета слагающих их коллекторов.

Для эффективной разработки газовых месторождений необходимо уже на ранней стадии разработки достоверно оценивать начальные балансовые запасы месторождений. Ниже приведены методические основы определения извлекаемых запасов газовых месторождений с учетом деформации пластов.

Для определения извлекаемых запасов газовых месторождений предложена модель, непосредственно учитывающая проявление горного давления и изменения вследствие этого порового объема.

Как было отмечено выше, одним из методов подсчета запасов газа, наряду с объемными, является метод, основанный на использовании уравнения материального баланса — метод падения пластового давления. Графической интерпретацией материального баланса является линейная экстраполяция зависимости  $\tilde{p}/z(\tilde{p})$  от  $\sum Q_r$  по получаемой промысловой информации. Однако эта зависимость имеет линейный характер только в условиях проявления чисто газового режима и отклоняется от прямой с началом проявления водонапорного режима, влияния горного давления и т.д.

### БАЛАНСОВЫЕ СООТНОШЕНИЯ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ ПЛАСТАХ

При разработке месторождений с аномально высоким пластовым давлением темпы снижения давления существенно зависят от процессов деформации пластов.

Как показывают экспериментальные исследования, снижение внутрипорового (пластового) давления ведет к уменьшению пористости, причем это изменение происходит не мгновенно, а с некоторым временем запаздывания.

В наиболее общем виде линейная связь между пористостью и падением давления в этом случае может быть написана в виде:

$$m(t) = m_0 - \beta \int_0^t (p_0 - \tilde{p}(\tau)) K(t, \tau) d\tau, \qquad (5.83)$$

где  $p_0$  — начальное пластовое давление,  $m_0$  — начальная пористость,  $\tilde{p}$  — среднее пластовое давление,  $K(t, \tau)$  — ядро ползучести.

Если деформационные процессы характеризуются одним временем релаксации *T*, то можно принять, что

$$K(t,\tau) = K_0 e^{\frac{t-\tau}{T}}$$
. (5.84)

Реальные пластовые системы характеризуются целым спектром релаксационных времен  $T_1, T_2, ..., T_n$ , что значительно усложняет математическое описание в рамках релаксационного формализма.

Достаточно простые модели таких систем могут быть получены путем введения времени задержки (Лага) деформации в уравнении (5.83). В рамках такого подхода можно положить:

$$m(t) = m_0 - \beta(p_0 - \tilde{p}(t - \tau)), \qquad (5.85)$$

что может быть получено из (5.83) при

$$K(t,\tau) \sim \delta(t-\tau-\theta),$$
 (5.86)

где δ(t) — дельта-функция Дирака.

Уравнение материального баланса в деформируемых пластах имеет вид:

$$\tilde{\alpha}_{0}\Omega_{0}\frac{p_{0}}{z_{0}} = \varphi \frac{p_{a\tau}}{z}Q_{ao6}(t) + \tilde{\alpha}(t)\Omega(t)\frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]},$$
(5.87)

где α̃ — коэффициент газонасыщенности, Ω — поровый объем залежи, φ = =  $T_{\pi\pi}/T_0$ ;  $T_{\pi\pi}$ ,  $T_0$  – пластовая и устьевая температуры, z – коэффициент сверхсжимаемости при температуре  $T_{\rm un}$ ,  $p_{\rm at}$  – атмосферное давление,  $\tilde{\alpha}_0$ ,  $\Omega_0$ ,  $z_0$  – начальные значения соответствующих величин.

В соответствии с (5.83) можно принять:

$$\tilde{\alpha}(t)\Omega(t) = \tilde{\alpha}_0\Omega_0 - \beta \int_0^t (p_0 - \tilde{p})K(t, \tau)d\tau, \qquad (5.88)$$

или, используя (5.85):

$$\tilde{\alpha}(t)\Omega(t) = \tilde{\alpha}_{0}\Omega_{0} - \beta \left[ p_{0} - \tilde{p}(t-\theta) \right].$$
(5.89)

Если время задержки мало, то деформация пласта проявляется уже на ранней стадии разработки месторождения. Если же время задержки (запаздывания) достаточно велико, то начальный участок зависимости приведенного давления  $\tilde{p}/z(\tilde{p})$  от добытого количества газа  $Q_{no6}(t)$  является прямолинейным, и только при временах, больших  $\theta$ , график зависимости p/z от  $Q_{\rm доб}$  начнет отклоняться от прямой вверх.

Совместный учет времени релаксации Т (ядро в виде (5.84)) и времени задержки (ядро в виде (5.85)) приводит к уравнению вида:

$$T \frac{d\tilde{\alpha}\Omega(t)}{dt} + \tilde{\alpha}(t)\Omega(t) = \tilde{\alpha}_0 \Omega_0 - \beta \left[ p_0 - \tilde{p}(t-\theta) \right].$$
(5.90)

### ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТОВ МОДЕЛИ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

В деформируемых пластах уравнения материального баланса имеют вид (5.87) и (5.90).

Введем следующие обозначения:

$$Q_{\infty} = \frac{\tilde{\alpha}_0 \Omega_0 p_0 z_{\text{ar}}}{z_0 \varphi p_{\text{ar}}}, \quad \omega = \frac{\tilde{\alpha} \Omega z}{\varphi p_{\text{ar}}}.$$

Тогда уравнения (5.87) и (5.90) запишутся в следующем виде (чтобы уп-16 --- 8440 481

ростить использование входной информации, примем, что в уравнении (5.90) значение  $p = \tilde{p} = \frac{p}{z(p)}$ :

$$\begin{cases} Q_{\infty} - Q = \omega \tilde{p}, \\ T \frac{d\omega}{dt} + \omega = \omega_0 - \beta_1 \left[ \tilde{p}_0 - \tilde{p} \left( t - \theta \right) \right], \\ \omega \left( 0 \right) = \omega_0, \end{cases}$$
(5.91)

где

$$\omega_0 = \frac{\tilde{\alpha}_0 \Omega_0 z_{a\tau}}{\varphi p_{a\tau}}; \quad \beta_1 = \beta \frac{z_{a\tau}}{\varphi p_{a\tau}}.$$

Пусть имеются данные по измерению приведенного пластового давления  $\tilde{p}$  и суммарного отбора Q в момент  $t_i$ , i = 1, 2, ..., n. Для удобства в (5.91) введем безразмерные переменные:

$$t = t/t_n, \ f_1 = \tilde{p}/\tilde{p}_0, \ y = Q/Q_n,$$
$$g = \frac{\tilde{p}_0}{Q_n}(\omega - \omega_0), \ a_1 = \frac{Q_\infty}{Q_n}, \ a_2 = \frac{\omega_0 \tilde{p}_0}{Q_n},$$
$$a_3 = \frac{T}{t_n}, \ a_4 = \beta_1 \frac{\tilde{p}_0}{Q_n}, \ f_2 = f_1(\tau - \theta) - 1.$$

Тогда (5.91) можно переписать в виде:

$$\begin{cases} a_1 - y(\tau) = [g(\tau) + a_2]f_1(\tau), \\ a_4 \frac{dg}{d\tau} + g = a_3 f_2(\tau), \\ g(0) = 0. \end{cases}$$
(5.92)

Таким образом, необходимо по значениям  $y_i$ ,  $f_{1i}$ , оценить коэффициенты  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $\theta$ .

Предположим, что значение в задано. Значения остальных коэффициентов будем искать итеративно по алгоритму, использующему теорию чувствительности:

$$a_i^{(k+1)} = a_i^{(k)} + \Delta a_i^{(k)}, \ i = 1, 2, 3, 4$$

где  $a_i^{(k)}$  находятся из системы линейных алгебраических уравнений

$$(\Delta y, u_i) = \sum_{j=1}^{4} (u_j, u_i) \Delta a_{ij},$$
  
$$(u, v) = \int_{0}^{1} uv d\tau, \Delta y = y - \tilde{y},$$

где  $\tilde{y}$  — решение (5.92) при  $a_i = a_i^{(k)}$ ;  $u_i$  — так называемые функции чувствительности:  $u_1 = 1$ ,  $u_2 = f_1(\tau)$ ,  $u_3 = v_3 f_1(\tau)$ ,  $u_4 = v_4 f_1(\tau)$ ,  $v_3$  и  $v_4$  удовлетворяют дифференциальным уравнениям ( $a_i = a_i^{(k)}$ ):

$$\begin{cases} a_4 \frac{dg}{d\tau} + g = a_3 - \frac{dg}{d\tau}, \\ a_4 \frac{dv_4}{d\tau} + v_4 = -\frac{dg}{d\tau}, \\ a_4 \frac{dv_3}{d\tau} + v_3 = f_2(\tau), \\ g(0) = v_3(0) = v_4(0) = 0. \end{cases}$$
(5.93)

Система (5.93) на каждой итерации решается численным методом Рунге – Кутта.

По оцененным значениям  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$  по формуле (5.92) пересчитываем безразмерное приведенное давление  $\tilde{f}_{1i}$  при  $y = y_i$ . Для сопоставления с реальными значениями  $f_{1i}$  при  $y = y_i$  применяем критерий Тейла

$$S = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} (f_{1i} - \tilde{f}_{1i})}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} f_{1i}^{2}} + \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \tilde{f}_{1i}^{2}}}.$$
(5.94)

Ясно, что  $S = S(\theta)$ . Значение  $\theta$  выберем таким, чтобы (5.94) принимало минимальное значение. За оцениваемые значения  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$  примем те, при которых  $S(\theta)$  достигает минимума.

Таким образом, по входной информации  $y_i$ ,  $f_{1i}$ ,  $\left(\frac{p}{z}, Q\right)$  оценены все параметры модели (5.92). По этим коэффициентам можно оценить запасы газа как  $Q_{xo} = a_1 Q_m$ .

#### АНАЛИЗ р/г ЗАВИСИМОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗЕВАРДЫ

Данные по изменению приведенного давления  $\tilde{p}$  и суммарного отбора Q по месторождению Зеварды в период с 1979 по 1988 год с интервалом  $\Delta t = 0.5$  года приведены в табл. 5.7 и на рис. 5.13, *а*.

Для анализа этих данных нами сначала была использована прямолинейная зависимость. Используя различные точки, взятые из табл. 5.6, можно определить коэффициенты зависимости  $\frac{p}{z} = b - aQ$  и оценить запасы  $Q_3$  при  $\frac{b}{z} = 1$ 

Габлица	5.	
---------	----	--

Изменение	отбора	газа	месторождения	Зеварды во	э времени
-----------	--------	------	---------------	------------	-----------

Годы	<u>р</u> , МПа	$\sum Q_{ m r} \cdot 10^{-6}$ , м <sup>3</sup>	Годы	<u>р</u> , МПа	$\sum Q_{ m r} \cdot 10^{-6}$ , м $^3$
1978 1979 1980 1981 1982 1983	42,79 42,26 41,56 40,51 38,78 37,70	0,207 3,354 9,982 16,043 25,007 34,185	1984 1985 1986 1987 1988	36,00 35,45 33,80 32,91 32,57	43,172 51,504 58,029 66,708 75,491





Рис. 5.13. Зависимость  $\frac{p_{\rm T}/z_{\rm T}}{p_{\rm H}/z_{\rm H}}$  от  $Q_{\rm Ro6}$ 

(рис. 5.13, б, в, г). Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что по мере извлечения газа из пласта  $Q_{\infty}$  растет. Эти оценки характеризуют «кажущиеся» запасы газа, связанные с уменьшением темпа падения давления.

Поскольку на аналогичных месторождениях (например, Култак, Памук, Алан и др.) уже через 2–3 года разработки дренируется весь имеющийся объем, увеличения «кажущихся» запасов на месторождении Зеварды могут иметь следующие причины:

внедрение воды в пласт;

подпитка месторождения «спутниковыми» месторождениями;

проявление деформационных процессов.

Многочисленными исследованиями показано, что первые два предложения не подтверждаются на месторождении Зеварды. Поэтому можно сделать вывод о наличии деформационных процессов в коллекторе. Выявление этого важного фактора позволит с достаточным основанием использовать модели, непосредственно учитывающие проявление горного давления и изменения вследствие этого порового объема.

Для описания динамики падения пластового давления используем сначала модель (5.92) с  $a_4 = 0$ , т.е., учитывая только время задержки. В табл. 5.8 приведены значения времени задержки и критерии Тейла. Из табл. 5.8 видно, что наименьшее значение критерия Тейла достигается при  $\theta = 16 \Delta t$ . Значения запасов при этом получаются порядка 280 млрд м<sup>3</sup>. Сама кривая падения приведенного давления от отбора (при темпах добычи 10 млрд м<sup>3</sup> в год) приведена на рис. 5.14, *a*.

В табл. 5.9 и соответственно на рис. 5.14, *б*, приведена та же информация по участку, содержащему первые 15 точек. Как видно из рис. 5.13, *в*, динамика падения пластового давления удовлетворительно описывается данной моделью (см. табл. 5.8,  $\theta = 9 \cdot \Delta t$ ). Значения запасов также оцениваются примерно на том же уровне (порядка 260 млрд м<sup>3</sup>). Таким образом, в рамках модели (5.92)  $a_4 \equiv 0$  кривую p/z-зависимости удовлетворительно можно описать как для прогнозирования динамики падения пластового давления, так и для оценки запасов.

Учет в (5.92) времени запаздывания приводит практически к тем же результатам. На рис. 5.14, 6, приведены прогнозные кривые p/z-зависимости по модели (5.92) с  $a_4 \neq 0$ . Значения оцениваемых запасов порядка 270 млрд м<sup>3</sup>.

τ	Критерий Тейла	$\sum Q_{ m r} \cdot 10^{-6}$ , м $^3$	τ	Критерий Тейла	$\sum Q_{\rm f} \cdot 10^{-6}$ , м <sup>3</sup>
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	$\begin{array}{c} 0,04127\\ 0,00481\\ 0,00747\\ 0,01004\\ 0,00815\\ 0,00648\\ 0,00576\\ 0,00499\\ 0,00446\\ 0,00397\\ 0,00356\\ 0,00329\\ \end{array}$	5,437 3,464 1,822 1,657 1,948 2,173 2,315 2,428 2,502 2,550 2,600 2,646	12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23	0,00313 0,00297 0,00288 0,00284 0,00300 0,00340 0,00387 0,01445 0,01128 0,00538 0,00538	2,680 2,711 2,739 2,764 2,792 2,834 2,877 2,919 2,908 2,946 2,971 2,971

Таблица 5.8 Изменения запаса месторождения Зеварды от времени задержки



Рис. 5.14. Зависимость p/2 от  $\Sigma Q_r$ 

Предложенные выше методические основы учета влияния горного давления при подсчете запасов газа созданы с использованием результатов специальных экспериментальных исследований, посвященных определению времени релаксации горного давления на пласт и деформации коллектора от уровня пластового давления.

Разработаны методические основы прогнозирования извлекаемых запасов газа на основе анализа геолого-промысловой информации с учетом изменения эффективного напряжения и внутрипорового объема. По рекомендуемой методике оценены извлекаемые запасы газа месторождения Зеварды.

Критерий Вилкинсона — Манна — Уитни (U-критерий). Допустим, имеются два класса газовых месторождений: класс A, в который включены месторождения с коэффициентом газоотдачи  $\beta_{\kappa} > 0,85$ , и класс B, в который включе-

τ	Критерий Тейла	$\sum Q_{ m r} \cdot 10^{-6}$ , м $^3$	τ	Критерий Тейла	$\sum Q_{ m r} \cdot 10^{-6}$ , м $^3$
0	0,02094	4,614	8	0,00215	2,586
1	0,05291	1,340	9	0,00212	2,605
2	0,00371	1,747	10	0,00231	2,630
3	0,00296	2,128	11	0,00217	2,683
4	0,00264	2,358	12	0,01091	2,661
5	0,00249	2,406	13	0,00878	2,714
6	0,00237	2,467	14	0,00282	2,751
7	0,00223	2,544	15	0,00282	2,751

Таблица 5.9

Изменение запаса месторождения от времени запаздывания

ны месторождения с  $\beta_{\kappa} \leq 0.85$ . Выясним, имеется ли связь между коэффициентом газоотдачи  $\beta_{\kappa}$  и другими факторами. В результате оказалось, что за исключением признаков 1, 2, 4, 5, 12 (нумерация согласно табл. 5.10), остальные имеют связь с коэффициентом газоотдачи.

# 5.10. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ГАЗООТДАЧУ

Конечные газо- и конденсатоотдача — важнейшие параметры, характеризующие народнохозяйственную эффективность системы разработки месторождения. Это предопределяет исключительную важность их оценки на стадии составления проектов разработки и технологических схем опытно-промышленной эксплуатации.

Йри оценке конечных газо- и конденсатоотдачи необходимо учитывать множество факторов, таких, как начальное пластовое давление, геологическая характеристика месторождения, темпы отбора газа и т.п. Здесь, однако, следует выделить две особенности. Выбор факторов диктуется априорными соображениями, основанными на существующих представлениях о процессах, происходящих при извлечении газа и конденсата из пласта. Значения выбранных факторов носят случайный характер как по своей природе, так и в силу ограниченного объема информации о залежи, которой располагает проектировщик.

Отмеченные особенности делают необходимым при оценке конечного коэффициента газоотдачи использование вероятностно-статистических методов, которые, однако, как и детерминированные методы, имеют ограниченные возможности. В частности, далеко не всегда успешно применяется регрессивный анализ из-за наличия корреляции между используемыми признаками. Это связано с тем обстоятельством, что значения факторов технологического характера (темпы отбора газа в различные периоды разработки, плотность сетки скважин и т.п.) определяются с учетом физико-геологических особенностей строения месторождения, т.е. с учетом природных факторов (начальное пластовое давление, наличие подошвенных вод и т.п.).

В этих условиях ведущую роль играют методы адаптации и обучения, позволяющие формализовать накопленный опыт и проанализировать исследуемый процесс по набору признаков.

Для оценки конечной газоотдачи применяют методы математической статистики, теории информации и распознавания образов на основе принципов адаптации и обучения. При этом решают две основные задачи: выбора из многообразия предположительно влияющих на конечную газоотдачу факторов наиболее важных; оценки конечного коэффициента газоотдачи по набору отобранных факторов. При решении этих задач используют несколько методов одновременно с целью повышения надежности получаемых результатов.

В качестве исходной информации взяты данные по 78 месторождениям СНГ.

В случае малой априорной информации об изучаемом объекте приходится во множество возможных причин (параметров), так или иначе способствующих формированию величины  $\beta$ , включать все доступные для измерения параметры, причем в их число могут попасть также и неинформативные. Это не только усложнит вычисления, но и снизит, в конечном счете, вероятность правильного прогноза. Причина последнего — то, что неинформативные признаки становятся шумом, искажающим полезную информацию. Следовательно, возникает вопрос: как выбрать из множества возможных параметров минимальное число наиболее важных?

Использование для определенной цели нескольких методов одновременно позволяет повысить достоверность получаемых результатов.

#### НЕПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ РАЗЛИЧИЯ ДВУХ ВЫБОРОК

Исследуемая величина, описываемая нормальным законом распределения, полностью характеризуется двумя параметрами: средним значением и дисперсией. В этом случае для выявления различия двух выборок используют критерий Стьюдента t и критерий Фишера F.

Однако в практических условиях вид распределения часто неизвестен. Здесь можно воспользоваться непараметрическими критериями, в основе которых лежат тесты, не зависящие от формы распределений. При этом они имеют два основных преимущества: во-первых, не требуется большого объема вычислительных работ, во-вторых, если распределение существенно отличается от нормального, то непараметрические критерии выявляют различия там, где критерий Стьюдента их не выявляет. Рассмотрим применение некоторых критериев.

Ассоциативный анализ позволяет быстро ответить на вопрос, есть ли связь между двумя признаками, при этом несущественно, являются ли они (признаки) количественными или качественными. Исходные данные для ассоциативного анализа приведены в табл. 5.10. Величины газоотдачи разбиты на две группы (S = 2), исходные факторы — на три (t = 3). В каждой клетке таблицы находится число  $n_{ij}$  (где i — номер строки, j — номер столбца), показы-

Параметры	$\beta \leq 0,85$	β > 0,85	Параметры	β ≤ 0,85	β > 0,85
$ \begin{array}{c} p_{n,n}, M\Pi a: \\ 0-10 \\ 10-20 \\ > 20 \\ S_{paxb}/Sofile.nav: \\ 0-0,1 \\ 0,1-0,3 \\ > 0,3 \\ > b_{1}(n, 2) \end{array} $	$n_{11} = 4  n_{12} = 3  n_{13} = 12  2  6  8  8  8  8  8  8  8  8  8  8$	$n_{21} = 18  n_{22} = 5  n_{23} = 1  4  15  3 $	Среднегодовой отбор в период постоянной добычи, %: 20-10 10-20 > 20 Суммарный отбор к началу падающей до- бытич %:	$n_{31} = 8$ $n_{32} = 6$ $n_{31} = 2$	$ \begin{array}{r}  n_{41} = 17 \\  n_{42} = 9 \\  n_{43} = 2 \end{array} $
$kn/\mu:$ 0-20 200-1000 >1000 $k/\mu m:$ 0-200	7 2 3 11	10 12 4 14	оычи, %: 0-40 40-70 > 70 Темп снижения отбо- ра: 0-0,4	9 8 0 1	6 16 6 11
200-350 >350 Суммарный отбор в	1 0	6 3	0,4-0,8 > 0,8 Период разработки,	5	8 3
добычи, %: 0-40 40-70 > 70	14 4 0	12 10 3	0-10 10-20 > 20	7 10 0	5 12 8

Таблица 5.10

вающее, сколько месторождений имеют конечную газоотдачу, значение которой находится в *i*-м интервале при значении данного фактора в *j*-м интервале. В случае справедливости нулевой гипотезы (т.е. исследуемые признаки независимы) величина  $\beta$  распределена как  $x^2$  с f = (t - 1) (S - 1) степенями свободы. В противном случае нулевая гипотеза отклоняется, и исследуемые признаки считаются зависимыми. Результаты расчетов приведены в табл. 5.10.

В тех случаях, когда признаки оказываются зависимыми, часто возникает необходимость определять величину (уровень) этой зависимости. С этой целью вычисляется коэффициент сопряженности

$$K = \frac{\varphi^2}{N\sqrt{(t-1)(S-1)}},$$
(5.95)

величина которого характеризует уровень связи.

Окончательные результаты расчетов приведены в табл. 5.11, из которой видно, что конечный коэффициент газоотдачи связан с такими признаками, как начальное пластовое давление,  $S_{\text{раз6}}/S_{\text{об. нач}}$  суммарный отбор к началу падающей добычи, темп снижения годового отбора, сроки разработки.

В качестве примера применения **метода главных компонент** были выполнены расчеты для 48 объектов из 78, так как только для них приведены значения всех 12 признаков (см. табл. 5.10). В результате для коэффициентов первой главной компоненты β<sub>ki</sub> были получены следующие значения.

$$\begin{split} & \left|\beta_{12,9}\right| = 0,3740; \ \left|\beta_{1,9}\right| = 0,3750; \ \left|\beta_{4,9}\right| = 0,3550; \\ & \left|\beta_{10,9}\right| = 0,4909; \ \left|\beta_{7,9}\right| = 0,2722; \ \left|\beta_{3,9}\right| = 0,1951; \\ & \left|\beta_{5,9}\right| = 0,0669; \ \left|\beta_{6,9}\right| = 0,0777; \ \left|\beta_{5,9}\right| = 0,1951; \\ & \left|\beta_{2,9}\right| = 0,4886; \ \left|\beta_{8,9}\right| = 0,0669; \ \left|\beta_{13,9}\right| = 0,0530. \end{split}$$

Упорядочивая полученные коэффициенты по убыванию абсолютной величины, получим  $|\beta_{10,9}| > |\beta_{2,9}| > |\beta_{1,9}| > |\beta_{12,9}| > |\beta_{4,9}| > |\beta_{7,9}| > |\beta_{3,9}| > |\beta_{8,9}| > |\beta_{5,9}| > |\beta_{13,9}|$ .

Таким образом, наиболее информативными оказались признаки 10, 2, 1, 4, 12.

Оценка информативности признаков с использованием меры Кульбака. Установление важности того или иного параметра для распознавания образов, т.е. оценка информативности параметров, возможно также на базе понятий теории информации.

Под информативностью признака понимается следующее. Пусть имеется две группы объектов A и B и общий для них некоторый признак. Если по этому признаку можно различить объекты этих групп, значит он информативен, или, что то же самое, этот признак индивидуален для каждой группы объектов.

Величины информативности признаков можно использовать в задаче распознавания образцов как веса при факторах. Удобной мерой для оценки информативности параметров является мера Кульбака. В отличие от критерия Фишера и других критериев статистической значимости различий мера Кульбака позволяет оценить степень различия между распределениями.

Подсчитав информативности всех признаков и расположив их в порядке убывания информативностей, получим возможность непосредственно усмотреть

5.11
ца
ИГ
a 6
F

				r		·		
Т, лет	R = -0.23 M = 56 (HeT) T = -1,76	R = 0,15 M = 58 (HeT) T = 1,17	R = 0,02 $M = 67$ $(HeT)$ $T = 0,18$	R = 0,2 $M = 68$ $(HeT)$ $T = 1,64$	R = 0,23 $M = 68$ $(HeT)$ $T = 1,89$	R = -0.52 $M = 77$ $(HeT)$ $T = -5,27$	R = 0,02 $M = 77$ $(HeT)$ $T = 0,15$	R = -0.35 M = 78 (ecrb) T = 3,23
Началь- ные запа- сы	R = -0.23 M = 56 (HeT) T = -1.76	R = 0.01 M = 58 (HeT) T = 0.11	R = -0.09 M = 67 (Her) T = -0.74	R = 0,29 M = 68 (ecrb) T = 2,46	R = 0,11 M = 68 (Her) T = 0,91	R = -0,18 M = 77 (Her) T = -1,63	R = -0.12 M = 77 (Her) T = -1.01	$ \begin{array}{l} R = -0,1 \\ M = 78 \\ (\text{HeT}) \\ T = -0,86 \end{array} $
ΣQ <sub>нач. пал</sub>	R = -0,25 M = 56 (Her) T = -1,86	R = -0,03 M = 58 (HeT) T = -0,23	R = 0,0062 M = 67 (HeT) T = 0,0496	R = 0,16 M = 68 (HeT) T = 1,29	R = -0,14 M = 68 (HeT) T = 1,18	R = 0,08 M = 77 (HCT) T = 0,73	R = 0,8353 M = 77 (ecrb) T = 12,6	R = -0.55 M = 78 (ecrb) T = 5,78
Рнач.пад	R = 0,29 M = 56 (Her) T = 2,22	R = -0,1 M = 58 (Her) T = -0,75	R = -0,14 M = 67 (Her) T = -1,14	R = -0,06 M = 68 (HeT) T = -0,46	R = 0,04 M = 68 (HeT) T = 0,33	R = 0,1449 M = 77 (Her) T = 1,27	R = -0.38 M = 77 (eCTb) T = -3,60	R = -0.17 M = 78 (HeT) T = -1.5
β <sub>κ</sub>	R = 0,08 M = 56 (Her) T =0,81	R = 0,15 $M = 58$ $(HeT)$ $T = 1,14$	R = 0.28 $M = 67$ (ecrb) $T = 2.31$	R = 0,15 M = 68 (HeT) T = 1,24	R = -0.18 M = 68 (HeT) T = -1.46	R = -0,0021 $M = 77$ (HeT) $T = 1,27$	R = 0.45 $M = 77$ (ecrb) $T = 4,32$	R = 0.37 M = 78 (ecrb) T = 3.47
ΣQпал	R = -0.27 M = 56 (ecrb) T = 1,777	R = 0,19 M = 58 (HeT) T = 1,46	R = 0.26 M = 67 (ecrb) T = 2.16	R = -0.04 M = 68 (Her) T = -0.33	R = -0.03 M = 68 (HeT) T = -0.21	R = -0,096 M = 77 (Her) T = -0,84	R = -0.49 $M = 77$ (ecrb) $T = -4.84$	
ΣQ <sub>nocr</sub>	R = 0,237 M = 55 (Her) T = -1,297	R = -0.01 M = 57 (Her) T = 0.07	R = 0,09 M = 67 (ecrb) T = -0,73	R = 0.07 M = 68 (HeT) T = 0.54	R = -0,09 M = 67 (HeT) T = -0,76	R = 0.05 M = 77 (Her) T = 0.39		
<b>С</b> ср.год.ист	R = -0.17 M = 55 (Her) T = -0.97	R = -0,1 M = 57 (Her) T = -0,73	R = -0,28 M = 67 (ecrb) T = -2.33	R = -0.06 M = 68 (Her) T = -0.117	R = -0.26 M = 67 (ecrb) T = -2.19			
<i>S</i> <sub>р</sub> <i>S</i> об.нач	R = -0.13 M = 56 (HeT) T = -0.82	R = -0,26 M = 58 (HeT) T = -1,99	R = -0.32 M = 59 (eCTb) T = -2.59	R = -0,11 M = 60 (HeT) T = -0,83				
н кү	R = -0,12 M = 48 (HeT) T = -1,2703	R = -0,19 M = 50 (Her) T = 1,36	R = -0.33 $M = 67$ (ecrb) $T = 2.80$					
4 mn	R = -0,1861 M = 47 (Her) T = -1,0937	R = -0.24 $M = 49$ (Her) $T = -1.73$						
۲ nin	R = -0, 1472 M = 56 (Her) T = -1,0937							
r S <sub>Hay</sub>								
Показа- тели	r S <sub>Hay</sub>	<b>r</b> mia	4 4	<i>к</i> н	S <sub>p</sub> So6.hay	<b>С</b> ср.год.пст	ΣQ <sub>пост</sub>	$\Sigma Q_{\rm na.}$

Показате- ли	$\frac{r}{S_{\text{Hay}}}$	r <sub>min</sub>	$\frac{k}{\mu m}$	$\frac{kh}{\mu}$	<u></u> 	Qср.год.ист	$\Sigma Q_{\text{hoct}}$	Σ $Q_{\text{пад}}$	β <sub>κ</sub>	р <sub>нач.пад</sub>	Σ <i>Q</i> нач.пад	Началь- ные запа- сы	Т, лет
β <sub>κ</sub>										R = -0,57 M = 78 (есть) T = -6,09	R = 0,57 M = 78 (есть) T = 6,01	R = -0.13 M = 78 (HeT) T = -1.1	R = 0.48 M = 78 (есть) T = 4,83
р <sub>нач.пад</sub>											R = -0.36 M = 78 (есть) T = -3.4	R = 0,46 M = 78 (есть) T = 4,49	R = -0,49 M = 78 (есть) T = -4,93
ΣQ <sub>нач.пад</sub>												R = -0.03 M = 78 (HeT) T = -0.25	R = 0.12 M = 78 (HeT) T = 1.03
Началь- ные за- пасы													R = -0.02 M = 78 (HeT) T = -0.2

Продолжение табл. 5.11

№ п/п	Признак	По критерию Вилкинсона– Манна-Уитни	Ассоциа- тивный ана- лиз	Информа- тивность по Кульбаку	Абсолютное значение весового коэффициента
1	Начальное пластовое давле- ние. МПа	Информати- вен	Влияет	2,17	0,3470
2	Суммарный отбор газа в пери- од постоянной добычи, % от запасов	То же	Не влияет	1,27	0,4909
3	Среднегодовой отбор газа в период постоянной добычи, % от заиасов	Неинформа- тивен	*	0,12	0,0669
4	Суммарный отбор газа в пери- од постоянной добычи, % от запасов	Информати- вен	Влияет	1,61	0,4886
5	Темп снижения годового от-	То же	*	2,12	0,3750
6	Срок разработки, отнесенный к начальным запасам, год/млрд. м <sup>3</sup>	Неинформа- тивен	*	0,31	0,2722
7	kh/u	Тоже	Не влияет	0.18	0.0777
8	k/(mμ)	Информати- вен	*	0,59	0,0669
9	$S_{\rm p}/S_{\rm obm}$	То же	Влияет	0,71	0,3550
10	r/S <sub>Hay</sub>	*		1	0,1951
11	Минимальное расстояние от добывающих скважин до кон- тура газоносности. м	Неинформат ивен	_	0,21	0,0543
12	Начальные запасы, млрд м <sup>3</sup>	*	-	0,55	0,0530

Таблица 5.12

степень важности каждого признака. При этом признаки, информативность которых меньше 0,5, рекомендуется не учитывать.

Аналогичным путем подсчитываются информативности всех признаков. Окончательно получаем диагностическую таблицу (см. табл. 5.10).

Корреляционный анализ устанавливает статистическую связь между исследуемыми параметрами с той или иной мерой тесноты линейной связи. По результатам расчетов строится нормированная корреляционная матрица для всех параметров (см. табл. 5.10). Из нее следует, что имеется связь между конечным коэффициентом газоотдачи и такими факторами, как  $k/(\mu m)$ , накопленный отбор газа в период постоянной и падающей добычи, пластовое давление, срок разработки, суммарный отбор газа к началу падающей добычи.

Выбор факторов для прогнозирования газоотдачи. Включение всех выбранных 12 факторов в исходную информацию не только усложняет искомую модель, но и снижает точность прогнозирования. Последнее объясняется тем, что неинформативные (т.е. слабокоррелированные с β<sub>к</sub>) признаки становятся шумом, искажающим полезную информацию. Отбор признаков проводится с использованием четырех методов:

1) ассоциативного анализа;

2) применения непараметрического критерия Вилкинсона – Манна – Уитни;

3) подсчета информативности по Кульбаку;

4) главных компонент.

В первых трех случаях для ранжирования признаков все объекты разделяются на два класса по уровню изменения β<sub>к</sub> и сравниваются статистические свойства каждого признака в отдельности. В случае применения метода главных компонент ранжирование признаков проводится по абсолютным величинам весовых коэффициентов в выражении для первой главной компоненты.

Результаты расчета, приведенные в табл. 5.12, показывают, что из 12 рассмотренных признаков наиболее информативны текущие коэффициенты газоотдачи, начальное пластовое давление, темп снижения годового отбора, а также некоторые другие факторы, характеризующие систему разработки и коллекторские свойства пласта.

# 5.11. МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗООТДАЧИ

При построении зависимости  $\beta_{\kappa}$  от геолого-промысловых факторов, как правило, надежную регрессионную зависимость получить не удается. Это связано, очевидно, с тем, что рассматриваемые признаки не являются независимыми. Кроме того, необходимо иметь в виду невысокую точность исходных данных, таких, как средняя проницаемость для залежи, средняя пористость и т.д.

В этих условиях эффективным средством для оценки газоотдачи могут служить методы распознавания образов. В общем виде задача распознавания образов применительно к оценке газоотдачи заключается в следующем. Имеется некоторое число объектов (месторождений), по которым известны: конечная газоотдача (исследуемый признак); параметры месторождения и показатели системы разработки (факторы). На некотором числе объектов в соответствии с выбранным алгоритмом распознавания необходимо по данным факторам научиться определять газоотдачу. Затем при появлении нового объекта с новым набором факторов дать прогноз: какова будет конечная газоотдача.

#### ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ К РАСПОЗНАВАНИЮ ОБРАЗОВ

Суть метода главных компонент состоит в выборе линейных комбинаций  $z_k$  ( $x_1, x_2, ..., x_n$ ), где  $x_i$  — набор признаков, описывающих данный объект (i, k = 1, ..., n), обладающих следующим свойством: вклад каждой главной компоненты в общую дисперсию исследуемого признака убывает от  $z_1 \ k \ z_n$ . Обычно уже первые две-три главные компоненты обусловливают основную часть дисперсии. При этом объекты, близкие по значениям компонент вектора признаков ( $x_1, x_2, ..., x_n$ ), образуют на диаграмме  $z_1 - z_n$  компактные группы точек. Это обстоятельство позволяет использовать метод главных компонент для решения задачи распознавания. В результате вычислений по методике, изложенной в гл. 1, получены следующие выражения для первых двух главных компонент:

+  $0.0777x_7$  +  $0.0669x_8$  +  $0.355x_9$  +  $0.1951x_{10}$  +  $0.0543x_{11}$  -  $0.053x_{12}$ ;

 $z_2 = -0.079 x_1 - 0.44x_2 - 0.162x_3 + 0.0302x_4 - 0.151x_5 - 0.314x_6 +$ 



Рис. 5.15. Диаграмма  $z_1 - z_2$ . Объект класса: 1 - A; 2 - B

 $+0.3431x_7 + 0.2898x_8 - 0.064x_9 - 0.287x_{10} + 0.5386x_{11} + 0.5131x_{12}$  (5.96)

На рис. 5.15 дана диаграмма  $z_1 - z_n$ , построенная по вычисленным значениям первой и второй главных компонент. Для каждого из рассматриваемых объектов по набору признаков  $x_i$  вычисляются значения  $z_1 - z_n$  и соответствующая точка наносится на диаграмму.

Видно, что объекты, входящие в класс A ( $\beta_{\kappa} > 0.85$ ) и класс B ( $\beta_{\kappa} \le 0.85$ ), образуют компактные группы точек. То, что объекты 40, 58, 60 попали в области не их класса, можно, вероятно, объяснить качеством исходных данных.

Подбирая уравнение для линии, разделяющей на плоскости области, соответствующие классам A и B, главные компоненты можно использовать для распознавания новых объектов. Для этого определяются координаты точки на диаграмме  $z_1 - z_2$ , относящейся к новому объекту. Затем, зная область, в которую попала эта точка, определяют соответствующее значение коэффициента газоотдачи.

#### ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ФУНКЦИЙ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ ОБРАЗОВ

Простейшие алгоритмы распознавания образов приведены в гл. 1. В данном случае i = 2 (классы A и B). При обработке данных в период обучения использовано по 16 объектов в каждом классе, т.е. m = 16. В экзаменуемую выборку вошли 24 объекта. В расчетах использовались лишь шесть наиболее информативных признаков (см. табл. 5.11). Путем подбора выбрано  $\alpha = 0,01$ . Потенциальные функции запишутся в виде

$$K_{A}(\overline{x}) = \sum_{S=1}^{16} \exp\left[-0.01 \sum_{j=1}^{6} \left(x_{j} - x_{Aj}^{S}\right)^{2}\right];$$

$$K_{B}(\overline{x}) = \sum_{S=1}^{16} \exp\left[-0.01 \sum_{j=1}^{6} \left(x_{j} - x_{Bj}^{S}\right)^{2}\right].$$
(5.97)

В качестве примера приведем результаты расчетов для Пилюгинского месторождения (табл. 5.12). В результате получено  $K_A(\bar{x}) = 15,26, K_B(\bar{x}) = 14,2$ . Следовательно, поскольку  $K_A(\bar{x}) > K_B(\bar{x})$ , этот объект следует отнести к классу А. Аналогичным образом были проверены остальные объекты. Результаты расчетов сведены в табл. 5.13.

Выборка	Класс Число объектов		Ответы, %		
отории			правильные	ошибочные	
Обучающая Экзаменационная	A B A B	16 16 24 0	75 81 71 -	25 19 29 -	

Таблица 5.13

Сравнительно большой процент ошибочных прогнозов, по всей видимости, связан с малым объемом выборки, неточностью определения коэффициента газоотдачи и недостаточной представительностью набора признаков.

### ПРИМЕНЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ПРОЦЕДУРЫ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ ОБРАЗОВ

Сущность данного метода заключается в следующем. Пространство наблюдений (признаков) делится на три подпространства:  $x_1, x_2, x_0$ . Если вектор наблюдений  $\overline{x}$  принадлежит подпространству  $x_1(\overline{x} \in x_1)$ , то принимается гипотеза  $H_1$ , которая в данном случае заключается в том, что данный объект принадлежит классу А. Если справедливо соотношение  $\overline{x} \in x_2$ , то делается вывод в пользу альтернативной гипотезы  $H_2$  о принадлежности рассматриваемого объекта к классу В. Область  $x_0$  называется нулевой зоной или областью неопределенности. Проверка гипотез проводится на каждом этапе наблюдений, т.е. при получении очередного признака. Наблюдение, т.е. увеличение числа признаков, продолжается до тех пор, пока вектор  $\overline{x}$  не попадет в одно из подпространств  $x_1$ или  $x_2$ , после чего принимается соответствующая гипотеза.

В качестве примера рассмотрим процедуру распознавания на примере Пилюгинского месторождения. Величины ошибок первого и второго ряда примем равными  $\alpha = \beta = 0,1$ . Тогда имеем:

$$10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta} \approx +9, \ 10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} \approx -9.$$

Так как из 78 объектов 54 принадлежат классу A и 24-классу B, то получаем

$$10 \lg \frac{P(A)}{P(B)} = 3,5$$

Таким образом, решающее правило записывается в виде:

$$-9 < 3, 5 + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i^j < +9.$$

В соответствии с диагностической таблицей имеем следующие градации для параметров и соответствующие им коэффициенты распознавания:

Значение признака	47	80	26,6	80	0,46	55,5	313	63	0,04	118	250	0,34
помер градации (верхний индекс) Коэффциент распо- знавания	$x_{1}^{2}$	$x_{2}^{9}$	$x_{3}^{6}$	$x_{1}^{9}$	$x_{5}^{4}$	$x_{6}^{5}$	$x_{7}^{2}$	$x_{8}^{2}$	$x_{9}^{1}$	$x_{10}^{6}$	$x_{11}^3$	$x_{12}^{l}$
	+4	+8	-1	+7	+1	-1	0	-1	+3	+4	-1	+1

Используя первый признак, находим

$$-9 < 3.5 + \lambda_1^2 = 3.5 + 4 < 9.$$

Далее:

$$-9 < 3 + \lambda_1^2 + \lambda_2^9 = 3,5 + 4 + 8 > 9,$$

следовательно, уже на втором шаге процедуры данный объект следует отнести к классу А.

Аналогичный анализ можно провести для всех остальных объектов. Результаты представлены ниже.

Класс	Α	В
Число объектов	54	24
Количество ответов, %		
правильных	65	59
ошибочных	2	4
неопределенных	33	37

В заключение отметим, что выбор величин α и β можно определять, исходя из наилучшего распознавания на объектах обучающей выборки.

# 5.12. ВЫБОР УРОВНЯ ОТБОРА ГАЗА В УСЛОВИЯХ НЕПОЛНОЙ ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ ГАЗА

Определение оптимальных уровней отборов газа из месторождения — одна из основных задач газовой промышленности. Термин «оптимальный» подразумевает наличие одного или нескольких критериев оптимальности, в качестве которых используют максимум газоотдачи, минимум приведенных затрат и др. В соответствии с этим выбирают схему и определяют технологические показатели разработки. Принятие решения обосновывается на имеющемся объеме информации о свойствах пластовой системы, стоимостных показателях, технических возможностях и т.п. На этапе проектирования всегда имеется некоторая неопределенность [приближенно известны запасы месторождения, коллекторские свойства (проницаемость, пористость), свойства газа и т.д.], которая, в свою очередь, при выборе определенного метода разработки определяет разброс коэффициента газоотдачи и извлекаемых запасов. Таким образом, зная погрешность исходных данных, можно оценить погрешность подлежащих определению показателей. На первый взгляд кажется, что таким образом можно получить приемлемое решение с определенной степенью точности. Однако на практике ситуация значительно сложнее. Оказывается, что неопределенность исходных данных сказывается не только на точности расчетных показателей, но и на их значениях. Иными словами, степень неопределенности является фактором, влияющим на определение параметров разработки.

Оценка кондиционности открытых месторождений газа и выработка основных концепций их обустройства уже на ранней стадии освоения по первым поисковым и разведочным скважинам являются важной народнохозяйственной задачей, приобретающей первостепенное значение для залежей углеводородов на континентальном шельфе. Это объясняется в первую очередь высокими капитальными вложениями в морские геологоразведочные работы и спецификой обустройства морских объектов. Если для месторождений суши основные элементы концепции обустройства и разработки, такие, как уровни стабильной добычи углеводородов, мощности системы ППД, компрессорного хозяйства и другие, могут изменяться в процессе пробной и опытно-промышленной эксплуатации различных объектов разработки, то для морских месторождений вносить аналогичные коррективы в первоначальный проект значительно сложнее. Для этого необходимо строительство новых морских стационарных платформ (МСП), подводных трубопроводов и других дорогостоящих объектов, поскольку область дренирования уже построенных гидротехнических сооружений для бурения добывающих скважин и добычи углеводородов ограничена технологическими требованиями к проводке наклонно направленных скважин и их числу на МСП.

Цель настоящего раздела — обсуждение основного принципа составления технологических схем и проектов разработки и обустройства месторождений в условиях неопределенности оценок запасов углеводородов, выбора стратегии при применении методов повышения газоотдачи, а также определения требований к необходимой степени разведанности месторождений. Этот принцип заключается в том, что при значительной дисперсии возможных запасов месторождения планируемое обустройство необходимо ориентировать на завышенные (стратегия оптимизма) и заниженные (стратегия пессимизма) по сравнению со средними значениями уровни добычи и соответствующие капитальные вложения в обустройство и эксплуатационное бурение в зависимости от некоторых характерных времен разработки месторождения. В дальнейшем будет показано, что стратегия оптимизма (или стратегия большего риска) более оправдана для небольших месторождений, в то время как стратегии пессимизма (стратегии меньшего риска) следует отдавать предпочтение при освоении крупных месторождений. С этой целью в разделе рассматриваются некоторые модели разработки месторождения, которые, с одной стороны, достаточно содержательны, чтобы отразить некоторые важнейшие технико-экономические особенности процесса, а с другой — наглядны и доступны математическому анализу. Прежде чем приступить к их непосредственному изложению, напомним некоторые факты из области выпуклого анализа.

Функция f(x) называется выпуклой, если для любых положительных  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ , таких, при которых  $\lambda_1 + \lambda_2 = 1$ , справедливо неравенство

$$f(\lambda_1 x + \lambda_2 y) \le \lambda_1 f(x) + \lambda_2 f(y).$$
(5.98)

Это свойство выпуклых функций можно обобщить на произвольное число положительных чисел  $\lambda_i$ , сумма которых равна единице, и, наконец, на непрерывный случай:

$$f\left(\int_{-\infty}^{\infty} x\phi(x)\right) \leq \int_{-\infty}^{\infty} \phi(x) f(x) dx, \qquad (5.99)$$

если

$$\varphi(x) \ge 0$$
 и  $\int_{-\infty}^{\infty} \varphi(x) dx = 1.$ 

Последнее неравенство можно интерпретировать и в вероятностностатистическом смысле, а именно: математическое ожидание выпуклой функции случайного аргумента всегда больше или равно значению функции в средней точке. Именно на этом свойстве выпуклых функций базируются последующие математические выкладки и выводы технологического характера.

Вогнутыми называются функции, для которых справедливы обратные неравенства. Для дифференцируемых функций свойство выпуклости или вогнутости определяется знаком второй производной.

#### МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОСТОЯННЫМ УРОВНЕМ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рассмотрим упрощенную математическую модель, описывающую разработку газового месторождения, достаточно однородного как по толщине, так и по простиранию, когда процесс обводнения скважин происходит на поздней стадии разработки и носит лавинообразный характер. В этом случае уровни добычи углеводородов практически за весь период эксплуатации месторождения можно считать неизменными, и народнохозяйственный эффект (НХЭ) можно определить по формуле

$$R = \frac{z_0}{q} \int_0^T e^{-\alpha t} \left( Cq - \partial(q) \right) dt - K(q), \qquad (5.100)$$

499

где  $z_0$  — извлекаемые запасы газа; q — средний за период разработки уровень добычи;  $\alpha$  — коэффициент дисконтирования по времени, принимаемый равным  $\approx 0,07$ ; C — замыкающие затраты на углеводороды;  $\partial$  — годовые эксплуатационные затраты без учета амортизации на реновацию основных фондов; K — суммарные капитальные вложения.

В рассматриваемой модели принимается, что основные капитальные вложения осуществляются в начальной стадии освоения месторождения и дисконтирование их по времени не проводится. Как правило, зависимости капитальных вложений от уровня стабильной добычи описываются выпуклыми функциями (т.е.  $K_{qq} \ge 0$ ) среднегодовых отборов газа, поскольку для основного фактора, определяющего темпы разработки месторождения — числа скважин, пробуренных на площади, — увеличение суммарной добычи вследствие интерференции происходит медленнее, чем рост фонда скважин и соответствующих капитальных вложений. В дальнейшем будем считать для простоты эксплуатационные затраты пропорциональными объемам годовой добычи углеводородов:

$$\partial(q) = \partial_0 q. \tag{5.101}$$

Проинтегрировав по времени правую часть выражения (5.100), получим:

$$R = \frac{(C - \vartheta_0)q}{\alpha} \left( 1 - e^{-\alpha z_0/q} \right) - K(q).$$
 (5.102)

Можно показать, что выражение  $q(1 - e^{-\alpha z_0/q})$  является вогнутой функцией переменной q и величина НХЭ при выполнении сделанных предположений о выпуклости зависимости K(q) имеет единственный максимум  $q^*$ . Оптимальный уровень добычи  $q^*$  удовлетворяет уравнению

$$R'_{q^*} = \left(\frac{C - \partial_0}{\alpha} - K'(q^*)\right) - \left(\frac{C - \partial_0}{\alpha}\right) F(q^*, z),$$
(5.103)

где

$$F(q^*, z) = e^{-\alpha z_t/q^*} + \frac{\alpha}{q^*} z_0 e^{-\alpha z_0/q^*}.$$
 (5.104)

Рассмотрим теперь, как изменяется оптимальная добыча  $q^*$ , если извлекаемые запасы *z* являются случайной величиной с тем же средним значением. Принимая в качестве критерия оптимизации математическое ожидание HXЭ  $M_z R(q, z)$  и пользуясь перестановочностью операций математического ожидания и дифференцирования по неслучайному параметру, определим знак производной  $\frac{d}{dq} M_z R(q^*, z)$  в точке, доставляющей максимум целевой функции в детерминированном случае.

$$\frac{d}{dq}M_{z}R(q^{*},z) = \left[\frac{C-\partial_{0}}{\alpha} - K'(q^{*})\right] - \left(\frac{C-\partial_{0}}{\alpha}\right)M_{z}F(q^{*},z).$$
(5.105)

Вычитая почленно равенства (5.103) из (5.102), получаем:

$$\frac{d}{dq} M_z R(q^*, z) = \frac{C - \vartheta_0}{\alpha} \Big[ F(q^*, z_0) - M_z F(q^*, z_0) \Big].$$
(5.106)

Определим интервал изменения переменной z, где функция  $F(q^*, z)$  явля-

ется выпуклой или вогнутой. Продифференцируем (6.106) дважды по *г*. Анализируя знак второй производной  $F_{z}^{*}$ , получаем:

 $F_{zz}'' > 0$  при  $z/q^* < 1/\alpha$ ;  $F_{zz}'' < 0$  при  $z/q^* < 1/\alpha$ . (5.107)

Предположим, что плотность распределения случайной величины z отлична от нуля на интервале [ $z_{min}$ ,  $z_{max}$ ]. Определим минимальное, среднее и максимальное характерное время разработки. Тогда величину НХЭ можно записать следующим образом:

$$R = \int_{-\infty}^{\infty} (C - \partial_0) q \mathrm{e}^{-\gamma t} \mathrm{e}^{-\alpha t} dt - K(q).$$
 (5.108)

Аналогично предыдущему для определения оптимальной добычи  $q^*$ , обеспечивающей максимум НХЭ в детерминированном случае, получим уравнение:

$$R = \frac{\left(C - \partial_0\right)q}{\lambda + q/z_0} - K(q), \qquad (5.109)$$

$$R' = \lambda (C - \partial_0) z_0^2 / (\lambda z_0 + q^*)^2 - K'(q^*).$$
 (5.110)

Обозначим  $\Phi(z) = z^2/(\lambda z + q^*)^2$ .

Для определения тенденции смещения оптимальной добычи при условии неопределенности в оценке запасов месторождения рассмотрим, как и ранее, выражение

$$\frac{d}{dq^*}M_zR(z,q^*) = \lambda(C-\vartheta_0)\Big[M_z\Phi(z,q^*) - \Phi(z_0,q^*)\Big].$$
(5.111)

Нетрудно проверить, что условия выпуклости и вогнутости по z функции  $\Phi(z, q^*)$  в данном случае имеют вид:

$$\Phi_{z}''(q^*) > 0, \, z/q^* < 1/(2\alpha); \ \Phi_{z}''(q^*) < 0, \ z/q^* > 1/(2\alpha).$$
(5.112)

Это означает, что при

$$T_{\max}^{*} = z_{\max}^{*} / q^{*} < 1 / (2\alpha), \quad \frac{d}{dq^{*}} M_{z} R(z, q^{*}) > 0$$

и, следовательно, оптимальный уровень добычи для условий неопределенности в оценках запасов выше соответствующего значения в детерминированном случае. Аналогично при  $T^*_{\min} = z_{\min}/q^* > 1/(2\alpha)$  планирование следует осуществлять для заниженных годовых отборов газа.

Затем, что для рассмотренных моделей существует область возможного компромисса в принятии решений, когда характер выпуклости функции  $\Phi$  и *F* на интервалах возможных значений запасов может изменяться. В этих случаях оптимальные уровни добычи, найденные для условий вероятностных оценок, близки к детерминированному случаю и все расчеты допустимо проводить для средних значений прогнозируемых величин. При этом, однако, следует отметить еще одно очень важное обстоятельство. Какова бы ни была принятая система планирования и проектирования освоения месторождения в условиях неопределенности прогнозных оценок запасов (оптимистическая, пессимистическая или компромиссная), математическое ожидание народнохозяйственного эффекта всегда меньше, чем соответствующая оценка для средних величин. Указанный факт следует из вогнутости по переменной z выражений для НХЭ (5.102) и (5.109). В связи с этим возникает вопрос о необходимом уровне разведанности объектов освоения, при котором следует начинать обустройство месторождения и добычу углеводородов.

### ОПТИМИЗАЦИЯ СРОКОВ И ОБЪЕМОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

После завершения очередного этапа поисково-разведочных работ можно получить интервальную оценку и плотность распределения вероятностей извлекаемых запасов для разведуемого месторождения  $\varphi(z)$ ,  $z_{\min} \leq z \leq z_{\max}$ .

Предположим, что необходимо решить вопрос о целесообразности проведения дальнейших разведочных работ на площади, в результате которых будет получена апостериорная плотность распределения вероятностей запасов  $\hat{\varphi}(z, \hat{z}_0, \hat{\sigma})$  с меньшей, чем на предыдущем шаге, дисперсией  $\hat{\sigma}$ . Апостериорное среднее значение запасов  $\hat{z}_0$ , вообще говоря, может быть как больше, так и меньше полученной на текущем этапе разведки оценки  $z_0$ .

Если  $\hat{z}_0$  рассматривать как случайную величину с плотностью распределения  $g(\hat{z}_0)$ , то для ее определения, пользуясь принципом Байеса, можно получить следующее интегральное уравнение:

$$\varphi(z) = \int_{0}^{\infty} \hat{\varphi}(z, \hat{z}_{0}) g(\hat{z}_{0}) d\hat{z}_{0}.$$
 (5.113)

Пусть плотности распределения вероятностей  $\varphi(z, z_0, \sigma)$  и  $\hat{\varphi}(z, \hat{z}_0, \hat{\sigma})$  являются двухпараметрическими зависимостями с величиной апостериорной дисперсии  $\hat{\sigma}$ , монотонно убывающей с ростом объема, и, следовательно, капитальных вложений в геологоразведочные работы,  $\hat{\sigma} = \hat{\sigma}(K_p)$ ,  $\hat{\sigma}(0) = \sigma$ .

В этом случае вариант освоения месторождения и, в частности, оптимальный уровень добычи  $\hat{q}$  можно выбрать в зависимости от результатов дополнительной разведки месторождения, т.е. в рамках данной формализации как функцию случайного параметра  $\hat{z}_0: \hat{q} = \hat{q}(\hat{z}_0)$ . Здесь  $\hat{q} = \hat{q}(\hat{z}_0) - оптимальный уровень добычи при условии реализации плотности распределения вероятностей запасов <math>\hat{\varphi}(z, \hat{z}_0, \hat{\sigma})$ .

Покажем, что математическое ожидание апостериорного народнохозяйственного эффекта  $M_{\hat{z}_{0,z}} \hat{R}(\hat{q}_1, z_1, z_0)$  всегда больше, чем соответствующее априорное значение  $M_z R(q^{\bullet}, z)$ , где  $q^{\bullet}$  — определенная на текущем этапе оптимальная добыча, соответствующая плотности распределения вероятностей запасов  $\varphi(z, z_0, \sigma)$ . Действительно,

$$M_{\hat{z}_{0},z} \hat{R} \left[ \hat{q}(\hat{z}_{0}), z \right] = \int_{\hat{z}_{0}} \int_{z} R \left[ q(\hat{z}_{0}), z \right] \hat{\varphi}(z, \hat{z}_{0}) g(\hat{z}_{0}) dz d\hat{z}_{0} >$$

$$> \int_{\hat{z}_{0}} \int_{z} \hat{R}(q', z) \hat{\varphi}(z, \hat{z}_{0}) g(\hat{z}_{0}) dz d\hat{z}_{0} = \int_{z} R \left( q', z \right) \left( \int_{\hat{z}_{0}} \hat{\varphi}(z, \hat{z}_{0}) q(\hat{z}_{0}) d\hat{z}_{0} \right) dz =$$

$$= \int R \left( q', z \right) \varphi(z) dz = M_{z} R \left( q', z \right). \quad (5.114)$$

Если ожидаемая прибыль за счет увеличения НХЭ в результате дополнительных геологоразведочных работ превышает затраты на их проведение, то продолжение разведки целесообразно; в противном случае имеющаяся информация должна послужить основанием для составления технологической схемы разработки и начала освоения месторождений.

В результате можно сделать следующие выводы.

1. Планирование уровней добычи нефти и газа, составление технологических схем и проектов разработки месторождений, а также оценку кондиционности объектов необходимо осуществлять с учетом интервальных оценок запасов углеводородов и других геолого-промысловых параметров.

2. Степень разведанности месторождения (дисперсия основных исходных данных для проектирования разработки) должна быть такой, чтобы математическое ожидание суммарного народнохозяйственного эффекта с учетом затрат на поисково-разведочном этапе было максимальным.

3. При составлении технологических схем и проектов разработки газовых месторождений следует принимать:

завышенные по сравнению со средними оценками запасы и соответствующие уровни добычи, если  $T^*_{max} = z_{max} / q^* \le 13$  лет;

заниженные, если  $T_{\min}^* = z_{\min} / q^* \ge 13$  лет; средние значения запасов, если  $T_{\min} < 13$  лет,  $T_{\max} > 13$  лет.

#### УЧЕТ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ВЫБОРЕ УРОВНЯ ОТБОРА

Рассмотрим несколько более сложную ситуацию, когда неопределенность ситуации возникает как за счет дисперсии извлекаемых запасов, так и за счет возможной вариации цен на газ в будущем.

Для вычисления  $M_2(R)$  можно сделать несущественное предположение, положив K(x) = Kx. Широкий класс распределений хорошо аппроксимируется гамма-распределением

$$f(z) = \frac{z^{m-1}n^{-m}}{\Gamma(m)} \exp\left(\frac{z}{n}\right), \qquad (5.115)$$

где  $\Gamma(m)$  — гамма-функция.

Использование распределения позволяет получить аналитическое выражение для  $M_z(R)$ 

$$M_{z}(R) = \frac{Kq(m-1)}{\Gamma(m)} + q\frac{c-\gamma}{\alpha} - \frac{qc(m-1)!}{\Gamma(m)n^{m}\left(\frac{1}{q} + \frac{\alpha}{q}\right)^{m}} + \frac{\gamma q(m-1)!}{\alpha \Gamma(m)n^{m}\left(\frac{1}{n} + \frac{\alpha}{q}\right)^{m}}.$$
(5.116)

Предположим, что существует максимум величины  $M_z$ . Величина  $\bar{q}$ , максимизирующая  $M_z$ , определяется из условия  $dM_z/dq = 0$ , причем  $\bar{q} > 0$ . Для упрощения анализа рассмотрим частный случай, положив m = 1,  $n = \sigma_2$ , где  $\sigma$  – дисперсия распределения (экспоненциальное распределение). Вместо (5.115) имеем:

$$M_z(R) = -Kq + \frac{qc\sigma}{q + \sigma\alpha} - \frac{\gamma\sigma}{\sigma\alpha + q}.$$
(5.117)

Оптимальное значение *q* есть корень уравнения

$$-K + \frac{d\sigma^2 \alpha}{\left(q + \sigma \alpha\right)^2} + \frac{\gamma \sigma}{\left(q + \sigma \alpha\right)^2} = 0$$
(5.118)

и является функцией дисперсии:  $\bar{q} = \bar{q}(\sigma)$ .

Определяем из (5.118) q:

$$q = -\sigma\alpha + \sqrt{\frac{c\alpha\sigma^2 + \gamma\alpha}{K}}.$$
 (5.119)

Пусть  $\bar{q}_1$  — некоторое решение (5.116). Вычислим приращение  $\Delta \bar{q} = \bar{q} - q_i$ :

$$\Delta \overline{q} = \frac{\partial \overline{q}}{\partial \sigma} \Delta \sigma + \frac{\partial \overline{q}}{\partial c} \Delta = \left[ -\alpha \frac{2c\alpha\sigma + \gamma}{2\sqrt{K\left(2c\alpha\sigma^2 + \gamma\sigma\right)}} \right] \Delta \sigma + \frac{\sigma^2 \alpha}{2\sqrt{K\left(c\alpha\sigma^2 + \gamma\sigma\right)}} \Delta c.$$
(5.120)

Соотношение (5.120) отражает тот факт, что изменение оптимального уровня отбора газа связано как с неопределенностью извлекаемых запасов, так и с возможным изменением цен на газ в будущем. Из (5.120) следует, что даже при ожидаемом возрастании цен на газ ( $\Delta C > 0$ ) при достаточно высокой неопределенности извлекаемых запасов уровень отборов газа следует, тем не менее, ограничивать.

В рамках обсуждаемой модели можно рассмотреть и выбор стратегии при проектировании доразработки месторождения или применении методов повышения газоотдачи. Пусть, например, принято решение начать закачку какоголибо реагента в продуктивный пласт. В этом случае затраты на капитальное строительство можно положить равными нулю, а все расходы отнести на эксплуатационные затраты. Величина z — это объем дополнительно извлекаемых запасов за счет применения воздействия. Предыдущие рассуждения остаются без изменений, следует лишь положить в приведенных выше формулах K = 0. При этом производная  $F_q < 0$ , а  $F_{\sigma}$  может стать положительной, поскольку в записи выпадает отрицательное слагаемое. Отсюда следует, что  $d\bar{q}/d\sigma$  становится положительной. Это означает, что при достаточно точной оценке дополнительно извлекаемых запасов уровень добычи газа следует ограничить, и, наоборот, в условиях большой дисперсии запасов уровень добычи может быть увеличен.


# ОБОСНОВАНИЕ И МЕТОДЫ УСТАНОВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Выбор технологического режима работы скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологический режим работы наряду с типом скважин (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их число и, следовательно, наземную обвязку, а в конечном счете — капиталовложения в освоение месторождения при заданном отборе из залежи. Трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как технологический режим. В большинстве случаев отсутствуют какие-либо обоснованные критерии, превышение которых было бы нецелесообразным. Позже на примере обоснования технологических режимов работы в условиях разрушения призабойной зоны и при наличии возможности обводнения скважин подошвенной водой будет показано, насколько условны принимаемые критерии технологических режимов работы скважин.

Особую трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин, для которого требуются как минимум два главных элемента: результаты специальных исследований, проведенных для обоснования режима работы скважин при стационарных режимах фильтрации; теоретические основы процессов, происходящих в пласте в условиях деформации, разрушения пласта, образования пробки, обводнения подошвенной водой, коррозии и т.д., достоверно описывающие (если это возможно) эти процессы. Низкая степень обоснованности технологических режимов в основном связана с тем, что для большинства факторов соответствующие теоретические основы, доступные для промысловиков, практически отсутствуют, а имеющиеся теоретические основы весьма далеки от описания истинных процессов, происходящих в пласте и в стволе скважины. Поэтому в настоящее время в разных проектах разработки, выполненных различными организациями, выбранные технологические режимы различаются даже при одинаковых геологических условиях. Ниже будут рассмотрены наиболее приемлемые рекомендации по обоснованию технологических режимов работы скважин при возможной деформации призабойной

зоны, разрушении пласта, образовании пробки, обводнении подошвенной водой и коррозии скважинного оборудования.

В определенной степени из-за особенностей физических параметров газа вопросу научно обоснованной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин не уделяется должное внимание, в отличие от других наукоемких проблем освоения газовых месторождений. В имеющихся проектах разработки газовых месторождений коэффициент эксплуатации скважин, хотя и принимается равным 0,7÷0,83, фактически всегда очень близок к единице. Как правило, в проектах разработки в весьма обтекаемой форме отмечается, что необходимо изменить технологический режим работы скважин в процессе разработки. На газодобывающих предприятиях формально режим эксплуатации скважин ежеквартально контролируется и переутверждается, (даже ОАО «Газпром»), однако трудно назвать пример обоснованного технологического режима работы в действующих газовых месторождениях, учитывающий: конструкцию скважины (вскрытие пласта, способ вскрытия, наличие хвостовика, пакера, клапанов отсекателя, ингибирования, глушения, конструкции арматуры, переходников), устойчивость газоносных пластов к разрушению (весьма существенный фактор для обоснования режима скважин, вскрывших сеноманскую залежь месторождений севера Тюменской области), наличие зоны многолетней мерэлоты в окружающей стволы скважин среде, многослойности и неоднородности залежей. последовательности залегания пропластков с различными емкостными и фильтрационными параметрами, наличие конденсата в газе, наличие нефтяной оторочки и воды (подошвенной или контурной), влияние продолжительности работы фонтанных труб и жидких компонентов на потери давления во времени, увеличение жидкости к концу разработки месторождения, кустовое расположение скважин, отложение солей в призабойной зоне и на поверхности фонтанных труб и другого скважинного оборудования, подключение скважин в общий коллектор с различными давлениями и температурами газа и т.д.

В целом в имеющихся работах, проектах и рекомендациях выделяется три тенденции (способа) в обосновании технологических режимов работы газовых и газоконденсатных скважин:

1. Режим работы скважины должен соответствовать 10÷15%-ному значению свободного дебита скважин (такой режим был использован на некоторых месторождениях США).

2. Режим работы должен соответствовать линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации, т.е. условию, когда уравнение притока газа описывается законом Дарси для газа, с целью экономии энергии газа в процессе разработки («энергосберегающий» дебит).

3. Режим эксплуатации каждой скважины должен обосновываться с учетом возможности деформации, разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостной пробки в пределах интервала перфорации, образования конуса подошвенной воды (нефти при наличии оторочки), гидратов в призабойной зоне и в стволе, коррозии оборудования, многослойности и неоднородности по параметрам и по устойчивости каждого пропластка, конструкции скважины, давления насыщения, отложения солей, обвязки скважин и т.д.

Выбор первого способа практически лишен теоретических основ, так как этот метод не учитывает механических и упругих свойств пористой среды, наличие и близость подошвенной воды, возможность скважины при выбранном дебите обеспечить вынос примесей и минимальные потери давления, соответствие давления при выбранном дебите давлению коллектора, к которому подключены другие скважины.

Выбор второго способа не приемлем, прежде всего, потому, что в реальной пористой среде из-за ее макронеоднородности по фильтрационным свойствам при любом дебите существуют линейная и нелинейная зависимости одновременно. Для того, чтобы во всех каналах был справедлив закон Дарси, пористая среда должна быть идеальной, т.е. иметь одинаковые по форме и размерам фильтрационные каналы. В работе [12, 5] на примере реальных скважин показано, что при любом режиме в пористой среде в зависимости от размеров каналов имеет место и линейная и нелинейная зависимость между градиентом давления и скоростью фильтрации (см. гл. 3), что зависит от фильтрационных свойств пористой среды. Использование этого метода приводит к резкому росту числа скважин, ухудшает экономические показатели разработки, осложняет работу скважин с точки зрения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Этот метод неприемлем еще и потому, что при значительных пластовых давлениях (как, например на Карачаганакском, Астраханском, Оренбургском и других месторождениях) в любом случае требуется снизить давление на устье скважины до 12÷16 МПа (максимальное давление аппаратов по подготовке газа), при которых теряет смысл условие «энергосберегающий».

Таким образом, наиболее объективным способом обоснования режима работы скважины становится третий способ, который должен быть использован при прогнозировании показателей разработки.

По этому способу для обоснования режима работы проектных скважин необходимо учесть: географические и метеорологические условия района расположения месторождения, тип, форму, размеры и режим залежи, глубину и последовательность залегания пластов, емкостные и фильтрационные свойства пористой среды, наличие гидродинамической связи между пропластками, параметр анизотропии по пропласткам, составы и свойства газа, конденсата, нефти и воды, параметры водоносного бассейна, тип воды (подошвенная или контурная), конструкцию скважины, обвязку скважин, наличие многолетней мерзлоты в разрезе, устойчивость коллекторов, трещиноватость, направление трещин, изменение свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов от давления, фазовое состояние и т.д.

Несмотря на необходимость учета такого количества различного рода факторов, влияющих на выбор режима работы скважин, к настоящему времени выделены всего шесть критериев, соблюдение которых позволяет контролировать устойчивую работу скважины. Эти критерии являются математическим выражением учета влияния различных групп факторов на режим эксплуатации. Наибольшее влияние на режим эксплуатации скважин оказывают:

деформация пористой среды при создании значительных депрессий на пласт, приводящих к снижению проницаемости призабойной зоны, особенно в трещиновато-пористых пластах;

разрушение призабойной зоны при вскрытии неустойчивых, слабоустойчивых и слабосцементированных коллекторов;

образование песчано-жидкостных пробок в процессе эксплуатации скважин и их влияние на выбранный режим работы;

образование гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины;

обводнение скважин подошвенной водой;

коррозия скважинного оборудования в процессе эксплуатации;

подключение скважин в общий коллектор;

вскрытие пласта многопластовых месторождений с учетом наличия гидродинамической связи между пропласткам и др.

# 6.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН. КРИТЕРИИ РЕЖИМОВ

В каждом проекте разработки решается определенное количество принципиальных и множество второстепенных задач. К таким принципиальным вопросам относятся системы разработки, размещение и тип (вертикальная или горизонтальная скважина) скважин, их технологические режимы, система сбора и подготовки скважинной продукции и т.д.

Придание определяющего значения технологическому режиму работы скважин оправдано тем, что основная его задача сводится к обоснованию дебита проектных скважин. В свою очередь с дебитом скважин связаны число и обвязка скважин, что определяет отчасти экономические показатели разработки залежи. При выборе технологических режимов работы скважин проектируемого месторождения, независимо от того, какие критерии будут приняты в качестве основного, определяющего режим эксплуатации, должны соблюдаться следующие принципы:

полнота учета геологической характеристики залежи, свойств флюидов, насыщающих пористую среду;

рациональное использование естественной энергии залежи;

выполнение требований закона об охране окружающей среды и природных ресурсов углеводородов — газа, конденсата и нефти;

полная гарантия надежности работы системы «пласт – начало газопровода» в процессе разработки залежи;

максимальный учет возможности снятия всех ограничивающих производительность скважин факторов;

своевременное изменение ранее установленных режимов, непригодных на данной стадии разработки месторождения;

обеспечение предусмотренного объема добычи газа, конденсата и нефти при минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах и устойчивой работы всей системы «пласт - газопровод».

Влияние различных факторов на режим эксплуатации скважин выражается следующими критериями:

dp/dR = const - постоянный градиент, с которым должны эксплуатироваться скважины;

 $\Delta p = p_{n,n}(t) - p_3(t) = \text{const} - \text{постоянная депрессия на пласт;} p_3(t) = \text{const} - \text{постоянное забойное давление;}$ 

O(t) = const - постоянный дебит;

 $\widetilde{p}_{v}(t) = \text{const} - \text{постоянное устьевое давление;}$ 

v(t) = const - постоянная скорость.

Для любого месторождения при обосновании технологического режима работы следует выбрать один (очень редко два) из этих критериев.

Исходя из перечисленных выше факторов, влияющих на технологический режим работы скважин, при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений следует учесть предлагаемые ниже рекомендации по выбору определяющего для данного месторождения фактора и соответствующего критерия технологического режима.

# 6.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ КРИТЕРИЕВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН

Для выбора критериев технологического режима работы скважин сначала следует установить определяющий фактор или группы факторов для обоснования режима эксплуатации проектных скважин. При этом необходимо иметь сведения о наличии подошвенной воды, многослойности залежи и наличии гидродинамической связи между пластами, параметре анизотропии, наличии литологических экранов по площади залежи, близости контурных вод, запасах и проницаемости маломощных высокопроницаемых пропластков (суперколлекторов), устойчивости пропластков, предельных градиентах, с которых начинается разрушение пласта, давлении и температурах в системе «пласт – УКПГ», изменении свойств газа и жидкости в зависимости от давления, обвязке и условиях осушки газа и т.д. Если с учетом необходимых исходных данных, полученных по комплексу исследовательских работ и данных опытной эксплуатации скважин, установлен определяющий фактор, то выбор критерия должен быть следующим.

1. Режим постоянного градиента на стенке скважины следует выбрать, если пласт неустойчивый или слабоустойчивый и происходит разрушение призабойной зоны при повышении некоторого значения градиента давления. Величина градиента, исключающего разрушения призабойной зоны, определяется двумя способами: специальным исследованием скважины с целью определяется зависимости dp/dR и количеством выносимого из скважины песка, естественно путем обеспечения выноса песка из забоя соответствующей конструкцией; изучением образцов породы в лабораторных условиях на разрушение. Однако отбор проб образцов породы в условиях неустойчивости практически невозможен и поэтому остаются только промысловые исследования на разрушение и вынос пород<sup>1</sup>.

Как правило, разрушение породы в зависимости от устойчивости пласта происходит начиная с некоторого значения градиента. Если пласт неустойчив к разрушению, то разрушение начинается при любом градиенте. Так, например, пласты сеноманских залежей разрушаются практически при любом градиенте давления. В таких случаях для проектировщика главным становится выбор значения градиента давления. Однако во всех проектах месторождений севера Тюменской области в сеноманских отложениях вместо градиента в качестве критерия использованы постоянные депрессии на пласт. Такой подход к выбору критериев показывает, что проектировщики не совсем понимают разницу между депрессией на пласт и градиентом давления в пласте. Градиент давления при одной и той же депрессии на пласт может быть неодинаковым и зависит от свойств пористой среды и фильтрующегося в ней флюида (рис. 6.1). Как видно из рис. 6.1, максимальный градиент давления приходится на зону, примыкающую к стенке скважины. Это означает, что если у стенки скважины обеспечивавыбора соответствующего устойчивость породы путем градиента ется

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Как показали последние работы, к разрушению пласта приводят высокочастотные низкоамплитудные колебания, возникающие при наличии трех Н (неравновесность, неоднородность, неустойчивость).



Рис. 6.1. Определение градиента давления в пластах с различными проницаемостями (1, 2)

давления, то за пределами этой зоны устойчивость к разрушению тем более будет обеспечена. Поэтому при обосновании режима необходимо построить для скважин по известным данным о параметрах пласта и газа зависимость градиента давления от радиуса зоны дренирования и установить величину  $\Delta p_1$ для выбранного  $\Delta R_1$ , где  $0,1 \le \Delta R \le 0,5$  м, а затем сопоставить величину полученного градиента давления с табличными градиентами, установленными как предельные, превышение которых приводит к разрушению. Табличные значения предельно допустимых величин градиента давления, определенные различными исследователями, отличаются друг от друга для одних и тех же по устойчивости пород. Если у проектировщика по проектируемому месторождению будут более достоверные данные о величине допустимого градиента, то необходимо воспользоваться этими данными.

Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью, рекомендованные в работе [104], приведены ниже:

 $dp/dR \le 0,005 \text{ МПа/см} - в$  неустойчивых коллекторах;

 $0,005 \le dp/dR \le 0,01$  — в слабоустойчивых коллекторах;  $0,01 \le dp/dR \le 0,1$  — в среднеустойчивых к разрушению коллекторах;

 $0.10 \le dp/dR \le 0.15$  МПа/см — в устойчивых к разрушению коллекторах;

dp/dR > 0.15 МПа/см — в высокоустойчивых, неразрушающихся коллекторах.

Крайне важно при обосновании технологического режима работы скважин, исходя из условий разрушения призабойной зоны пласта, установить характер зависимости количества твердых примесей в газе при различных градиентах давления и его изменение во времени при постоянном градиенте давления в пласте. Следует подчеркнуть, что связь градиента давления с количеством разрушающейся породы по месторождениям севера Тюменской области в сеноманских отложениях до настоящего времени неустановлена. Ниже в табл. 6.1 приведены данные о количестве выносимой породы из скважины при различных депрессиях на пласт на одном из действующих месторождений севера Тюменской области, которые показывают недоказанность выбранной депрессии на

пласт по сеноманским отложениям. К сожалению, до настоящего времени ни на одном из действующих крупных газовых месторождений не установлена с высокой достоверностью связь между депрессией и количеством твердых примесей в газе. При обосновании режима работы скважин должно быть выбрано только определенное значение градиента давления, если разрушение призабойной зоны начинается практически при минимальной его величине. Естественно, что чем меньше градиент давления, тем меньше дебит и тем больше число скважин для обеспечения заданного отбора газа из месторождения. Поэтому при проектировании следует допускать возможность разрушения призабойной зоны из-за необходимости установления приемлемого дебита проектных скважин. Такой принцип заложен в большинстве действующих проектов сеноманских залежей газа, хотя абсолютная величина депрессии с количеством продукта разрушения не увязана до настоящего времени.

В условиях разрушения призабойной зоны при любом градиенте давления интенсивность разрушения и выноса породы, производительность проектных скважин, выход из строя скважинного оборудования и число скважин должны рассмотриваться с учетом как гидродинамики процесса, так и экономических показателей себестоимости добычи газа при различных количествах продуктов разрушения призабойной зоны и дебитах скважин.

Следует иметь в виду, что критерий в виде градиента давления в наименьшей степени изменчив в процессе разработки. Изменение градиента происходит только на поздней стадии разработки, при обводненных скважинах и после ремонта скважин. При режиме эксплуатации скважин с постоянным градиентом давления происходит изменение радиуса скважины, если скважина эксплуатируется с выносом, но эти изменения не влияют на дебит скважины, так как они незначительны.

2. Режим постоянной депрессии на пласт следует использовать, если существует возможность деформации пласта, приводящей к ухудшению проницаемости призабойной зоны, или обводнения скважины подошвенной водой.

Если в результате создаваемой депрессии на пласт опасность обводнения не существует, то величину  $\Delta p$  следует определить из зависимости между дебитом скважины и депрессией на пласт (рис. 6.2), построенной по данным исследования скважин методом установившихся отборов. На рис. 6.2 показаны три наиболее типичные зависимости дебита от депрессии на пласт: кривая 1, когда происходит практически линейный рост дебита от депрессии, что обычно имеет место в высокопродуктивных залежах, как например в скважинах, вскрывших сеноманскую залежь; кривая 2, когда, начиная с некоторой величины депрессии на пласт, происходит ухудшение фильтрационных свойств и снижение интенсивности роста дебита с ростом депрессии на пласт, кривая 3, когда скважина вскрывает низкопродуктивные пласты и к тому же с ростом депрессии на пласт существенно снижаются фильтрационные свойства призабойной зоны и поэтому при очень больших депрессиях на пласт дебит немного снижается, как это имело место на скважинах месторождения Чирен. Для наглядности на рис. 6.2 каждая типовая зависимость охарактеризована ростом дебита при зафиксированной постоянной величине депрессии на пласт  $\Delta p_1 = \text{const}, \Delta p_2 = \text{const}$  и  $\Delta p_3 =$ = const (соответствующие им дебиты  $\Delta Q_1$ ,  $\Delta Q_2$  и  $\Delta Q_3$ ).

Таким образом, в случае отсутствия опасности обводнения скважины подошвенной водой необходимо построить такие зависимости по имеющимся скважинам, обобщить эти зависимости и выбрать предельные значения депрессии на пласт для проектных скважин и соответствующие им дебиты по скважинам в зависимости от расположения их на площади газоносности и вскры-



Рис. 6.2. Зависимости дебита газовой скважины от депрессии при различных проницаемостях пласта

ваемых эффективных толщин. Выбираемая депрессия должна быть увязана с конструкцией скважины, с необходимым давлением в коллекторе и другими факторами. Это условие особенно важно для зависимости, выраженной кривой 1, когда существует возможность увеличения дебита в результате дальнейшего незначительного увеличения депрессии на пласт.

Теперь рассмотрим случай, когда режим постоянной депрессии на пласт вызван наличием и близостью подошвенной воды и возможностью обводнения скважин. В таких случаях существует возможность определить допустимую депрессию на пласт в зависимости от вскрытия пласта, положения газоводяного контакта и вертикальной проницаемости пропластков от ГВК до нижней границы интервала перфорации. Прежде всего, следует детально ознакомиться с продуктивной характеристикой газоносных пластов с позиции наличия гидродинамической связи между пропластками с величиной вертикальной проницаемости этих пропластков и наличия непроницаемых экранирующих прослоев хотя бы локального характера. Наличие таких прослоев или низкой вертикальной проницаемости практически снимает ограничение на величину допустимой депрессии на пласт хотя бы для определенной части проектных скважин. Снятие ограничения даже для части скважин имеет важное значение, так как об-

воднение скважин подошвенной водой относится к категории факторов, с которым практически невозможно бороться. Причем опасность обводнения скважин даже при соблюдении величины допустимой депрессии на пласт, обусловленной наличием подошвенной воды, в процессе разработки непрерывно усиливается из-за подъема газоводяного контакта. При зафиксированной нижней границе интервала перфорации подъем ГВК требует периодического снижения допустимой депрессии на пласт. При снижении депрессии на пласт, из-за опасности обводнения и уменьшения толщины газоносного пласта, происходит практически более интенсивное снижение дебитов скважин. Эти изменения должны быть рассмотрены и учтены при прогнозировании показателей разработки. Схематично эти процессы показаны на рис. 6.3, из которого видно, что при постоянной величине вскрытой толщины  $h_{\rm BC}$  и подъеме ГВК толщина газоносного пласта уменьшается от  $h_{\rm rm}$  до  $h_{\rm rr}$ , а расстояние между ГВК и нижней границей интервала вскрытия от  $h_{\rm re} - h_{\rm sc}$  до  $h_{\rm rr} - h_{\rm sc}$ . Чтобы сохранить первона-чальную величину  $h_{\rm re} - h_{\rm sc}$ , необходимо поднять нижний интервал вскрытия до  $h_{\rm BC \ T}$ , и тогда текущее расстояние между текущим положением ГВК  $h_{\rm rr} - h_{\rm BC \ T}$  будет одинаковым с начальным  $h_{\rm rr} - h_{\rm BC}$ . Это приведет к снижению дебита только за счет снижения газонасышенной толшины пласта, а величина допустимой депрессии на пласт останется постоянной.

Следует обратить внимание на то, что величина допустимой депрессии на пласт зависит от свойств воды и газа (нефти при наличии оторочки), положения ГВК и вскрытия, т.е. нижней границы интервала перфорации, от вертикальной проницаемости пласта и активности подошвенной воды. Существует несколько методов для определения величин допустимых депрессий на пласт и





предельных безводных дебитов скважин. Все рекомендованные к настоящему времени приближенные методы весьма отдаленно описывают физическую сущность процесса обводнения, и в абсолютном большинстве случаев прогнозируемые безводные дебиты не совпадают с фактическими дебитами и сроками обводнения скважин подошвенной водой. Причиной такого несовпадения является очень грубая схематизация процесса обводнения. Поэтому при обосновании безводного дебита основной задачей является оценка диапазона ожидаемых дебитов и депрессий на пласт при наличии подошвенной воды.

Но главным остается проведение специальных исследований для подготовки исходных данных, используя которые, с помощью геолого-математических моделей можно с весьма высокой достоверностью определить сроки обводнения скважин и их безводные дебиты в зависимости от изменения давления на забоях скважин и общего падения пластового давления в зоне, дренируемой скважиной. Методика расчета допустимых депрессий на пласт и безводных дебитов будут рассмотрены в разделе 6.5.

3. Режим постоянного забойного давления довольно редко используется для обоснования режима эксплуатации скважин. Наиболее часто используемый случай  $p_3$  = const связан с разработкой недонасыщенных газоконденсатных месторождений. Такой режим недолговечен из-за того, что по достижении определенной величины пластового давления во избежание интенсивного снижения дебита скважин его заменяют другим режимом, более подходящим для данной стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме  $p_3$  = const возможно при поддержании пластового давления пластового давления пластового давления стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме  $p_3$  = const возможно при поддержании пластового давления путем закачки сухого газа или воды в пласт. На режиме  $p_3$  = const временно эксплуатируются скважины Астраханского газоконденсатного месторождения.

4. Режим постоянного дебита скважин является наиболее выгодным, если его можно поддерживать длительное время, если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям, если предприятие временно не имеет возможность бурить и обустраивать дополнительное число скважин. Такой режим можно временно использовать и при условиях добычи коррозионноактивного газа, когда интенсивность коррозии связана со скоростью движения газа по стволу скважины с заданной конструкцией. При этом режиме конструкция скважины должна обеспечить вынос твердых и жидких примесей из забоя и исключить возможность образования песчано-жидкостных пробок. Такой режим принят в основной массе скважин, вскрывших сеноманскую залежь месторождений севера Тюменской области. На этих месторождениях допустимая депрессия на пласт, обусловленная разрушением призабойной зоны, установлена в размере  $\Delta p_{доп} = 0,5$  МПа. Однако при такой депрессии на пласт на начальной стадии разработки месторождения дебит скважин доходил до 3 млн м<sup>3</sup> газа в сутки. Поэтому в проектах разработки месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и других было установлено, что с начала разработки скважины будут работать с дебитом Q = 1,0 млн м<sup>3</sup>/сут, но при этом в разных скважинах будут разные депрессии на пласт, изменяющиеся в диапазоне  $0 \le \Delta p \le 0.5 \text{ MIA}$ , и в каждой скважине по мере достижения допустимой величины депрессии  $\Delta p = 0.5 \text{ M}\Pi a = \text{const}$  дебит будет снижаться из-за нового режима. По большинству скважин этих месторождений принятый режим  $Q = 1,0.10^6 \text{ м}^3/\text{сут} =$ = const продолжался около 10 лет. Он искусственно ускорил ввод новых скважин и наземных сооружений, опережая капитальные вложения на освоение залежи, без особой надобности, в среднем на 5 лет. Проектанты и исполнители проектных решений таким способом дополнительно перестраховались от возможных нарушений по несвоевременному выполнению проектных показателей.

5. Режим постоянной скорости потока по стволу скважины, в особенности в интервале перфорации, используется для обеспечения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Этот режим должен использоваться для двух участков: в интервале перфорации и в устье скважины. При постоянной скорости потока обеспечивается весьма низкая интенсивность коррозионноэррозионного разъедания фонтанных труб в случае отсутствия защитных ингибиторов.

Низкая скорость у интервала перфорации, достаточная для удаления примесей, должна составлять  $v \approx 5$  м/с. Ниже этой скорости существует опасность образования пробки. Максимальная скорость ближе к устью скважины должна равняться  $v \leq 11$  м/с. При этой скорости интенсивность разъедания труб значительно ниже, чем при скоростях больше 11 м/с. Таким образом, с точки зрения технологии эксплуатации скорость движения потока по стволу должна составлять  $5 \leq v \leq 11$  м/с. С позиции потерь давления по стволу и минимальной коррозии желательно иметь по всей длине ствола скорость, равную 5 м/с, однако при этом требуются соответствующие, сравнительно большие диаметры обсадных колонн и фонтанных труб. В действующих проектах сеноманских залежей такие размеры в целом соблюдены (принято, что  $D_{obc} = 0,20$  м, а  $D_{фон} = 0,15$  м), что крайне редко встречается в мировой практике.

Соблюдение максимально допустимой скорости в практике проектирования возникло при обосновании режима работы скважин месторождений Краснодарского края из-за наличия в составе газа CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S и скважин месторождений, в газе которых содержится атомарная ртуть. Отсутствие соответствующего ингибитора против ртутной коррозии практически заставило в 1970-х годах главного консультанта по проектированию таких месторождений З.С. Алиева провести специальные исследования по изучению интенсивности ртутной коррозии от скорости потока и марки металла, используемого для скважинного и наземного оборудования. Эти исследования показали, что минимальная коррозия происходит при скорости  $10 \le v \le 12$  м/с. Результаты этих исследований и режим эксплуатации скважин одного из месторождений Германии приведены в работе [104]. Разработанные в этой работе рекомендации остаются пока единственными в этой области, так как до настоящего времени не разработаны ингибиторы ртутной коррозии. Борьба с ртутной коррозией возможна только путем применения цветных металлов, желательно в порошкообразном виде, что делает разработку таких месторождений нерентабельной.

Соблюдение режима v = const в пределах интервала перфорации может быть обеспечено не столько работой пласта, сколько конструкцией ствола скважины. Практически при любом дебите скважины существует возможность получения скорости, равной 5 м/с. Однако при обосновании режима такую скорость нужно установить после того, как будет определена продуктивная возможность пласта. Это означает, что сначала нужно определить производительность скважины, а затем выбрать соответствующую конструкцию.

6. Режим постоянного устьевого давления выбирается, как правило, на непродолжительный срок, причем не с начала разработки месторождения. Использование режима  $p_y$  = const всегда связано с необходимостью некоторое время поддерживать такое давление, при котором работой системы осушки газа будет обеспечена требуемая кондиция газа. Такая ситуация возникает при несвоевременном вводе в эксплуатацию дожимных компрессорных станций. Применение этого режима приводит к снижению дебита проектных скважин ниже проектных. Подобная ситуация возникает почти на всех месторождениях и приводит к временному уменьшению отбора газа из месторождения, не предусмотренному проектом.

Кроме перечисленных выше критериев, принято прогнозировать температурный режим работы скважин. Этот режим в качестве критерия требует, чтобы  $p_3 < p_p$  и  $T_3 > T_p$ , что равносильно исключению возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта, и  $p_3 < p_p$  и  $T_3 > T_p$ , что равносильно исключению возможности образования гидратов в стволе скважины. Обычно возможность образования гидратов в призабойной зоне определяется только тогда, когда температура газа в пласте сравнительно низкая, чем характеризуются месторождения Якутии на глубинах до 2500-3000 м. Образование же гидратов в стволе скважин — явление обычное. Так, например, гидраты могут образоваться в скважинах Оренбургского месторождения, где температура газа в пласте равна Т<sub>пл</sub> ≈ 303 К. Детально этот режим, также как и другие режимы, будут рассмотрен ниже. Отметим лишь то, что обычно температурный режим определяется как второстепенный после выбора одного из шести рассмотренных выше режимов. Отчасти это связано с тем, что ограничения, вызванные возможностью образования гидратов, могут быть легко сняты путем ингибирования скважин против гидратообразования, хотя такое мероприятие требует от разработчика дополнительной затраты средств и повышает себестоимость добычи газа.

Одним из основных вопросов при проектировании разработки является определение срока действия (продолжительности) выбранного технологического режима работы скважин. Во всех действующих проектах этот вопрос затронут весьма поверхностно, и в них нет конкретных рекомендаций, когда и по какой причине из режима, установленного ранее, следует переходить на новый и на какой именно режим работы. В настоящее время такая работа выполняется либо новым проектом, либо весьма существенной корректировкой действующего проекта примерно к концу периода постоянной добычи газа. В проекте должен быть обоснован новый определяющий фактор и выбраны новые критерии и их численные значения для нового отрезка времени из общей продолжительности процесса разработки залежи. На поздней стадии разработки, как правило, возникают факторы, связанные с обводнением скважин и удалением из забоя жидкости, а также поддержанием на устье необходимого давления.

Несмотря на установленные режимы работы скважин в начале разработки и на поздней стадии, когда выбран новый режим, в проекте должен быть раздел по интенсификации притока газа к скважине. Эти методы по интенсификации должны снять ограничения, накладываемые на режим работы скважины различными факторами. К сожалению, в настоящее время невозможно снять ограничения, вызванные некоторыми определяющими факторами, такими как обводнения подошвенной водой или по «суперколлекторам», разрушение призабойной зоны при вскрытии неустойчивых коллекторов и т.д.

## 6.3. МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ КРИТЕРИЕВ И ИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

### ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ДЕФОРМАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И РАЗРУШЕНИЯ ПЛАСТА

Вертикальные скважины. Обоснование технологического режима работы скважин при проектировании разработки месторождений в условиях значительной депрессии на пласт и, следовательно, деформации пористой среды и разрушения пласта в призабойной зоне относится к проблемам, истинное математическое описание и решение которых не существует. Такое состояние проблемы связано с тем, что до настоящего времени не найдены какие-либо приемлемые методы и технологии, позволяющие с надежной точностью определить:

силы сцепления между частицами породы, которые можно было бы сопоставить с градиентом давления, при котором происходит разрушение;

регламентированные значения градиентов давления, при которых происходит разрушение пород с различными механическими и минералогическими составами и свойствами, в зависимости от легко определяемых параметров, например, от плотности пород, глубины их залегания, минералогического состава, возраста пород-коллекторов и т.д.;

влияние на устойчивость пород обводнения залежи;

устойчивость несцементированных, слабоустойчивых пород к разрушению и т.д.

Отсутствие возможности определить основной параметр — устойчивость пород – создает безвыходное положение для достоверного прогнозирования режима эксплуатации скважин в условиях разрушения. Поэтому в имеющихся проектах разработки сеноманских залежей, из которых добывается около 80 % газа в России, степень обоснованности режима работы скважин в условиях разрушения весьма низкая. В принципе все месторождения газа сеноманских отложений разрабатываются на базе проведенных в начале 1970-х годов немногочисленных исследований, посвященных изучению связи депрессии на пласт с количеством твердых примесей, выносимых газом. Позднее аналогичные исследования проводились и на других месторождениях. О качестве этих исследований можно судить, проанализировав данные реальных скважин, приведенные в табл. 6.1. Прежде всего, следует отметить, что все эти скважины вскрывают сеноманские отложения и расположены сравнительно недалеко друг от друга в зоне дренирования одной УКПГ. Устойчивость газоносных пластов не только в пределах зоны дренирования данной УКПГ, но и всей газоносной площади практически одинакова. Несмотря на такую схожесть свойств пород, результаты исследования по изучению зависимости перепада давления от количества выносимых примесей оказались глубоко неверными и ошибочными. При этом как исследователи, так и авторы проекта не выяснили причин таких некачественных результатов. Трудно понять, почему не обратили внимание на результаты исследования скв. 2145 по выносу песка при различных депрессиях на пласты, (см. табл. 6.1), когда при  $\Delta p_1 = 0,227$  МПа  $Q_{\rm пр}$  1 = 30 г за 30 мин работы скважины, а при  $\Delta p_4 = 0,518$  МПа  $Q_{np 4} = 25$  г, т.е. вынос песка меньше, чем на первом режиме за те же 30 мин работы. Почему скв. 2115 при  $\Delta p_1 =$ 

#### Таблица 6.1

Параметры	Номер скважины										
параметры	2145	2133	2119	2115	2038	3036	270	2111			
$\begin{array}{l} \Delta p_1, \ M\Pi a \\ Q_{np1}, \ r \\ \Delta p_2, \ M\Pi a \\ Q_{np2}, \ r \\ \Delta p_3, \ r \\ \Delta p_3, \ r \\ \Delta p_4, \ M\Pi a \\ Q_{np4}, \ r \\ \Delta p_5, \ M\Pi a \\ Q_{np5}, \ r \\ \Delta p_6, \ M\Pi a \\ Q_{np6}, \ r \end{array}$	0,227 30 0,291 15 0,385 20 0,518 25 0,633 30	0,17 20 0,244 40 0,321 65 0,453 120 0,593 160 -	0,381 350 0,493 370 0,569 400 0,685 500 0,395 350 - -	$\begin{array}{c} 0,104\\ 30\\ 0,131\\ 20\\ 0,172\\ 25\\ 0,253\\ 30\\ 0,335\\ 35\\ 0,124\\ 20\\ \end{array}$	0,247 100 0,330 100 0,444 100 0,803 140 0,569 120 - -	$\begin{array}{c} 0,213\\ 15\\ 0,299\\ 5\\ 0,420\\ 5\\ 0,553\\ 15\\ 0,745\\ 20\\ 0,228\\ 5\end{array}$	0,539 15 0,800 20 0,1169 30 0,1578 40 0,1861 50 - -	$\begin{array}{c} 0,131\\ 30\\ 0,188\\ 10\\ 0,258\\ 10\\ 0,339\\ 56\\ 0,472\\ 100\\ 0,138\\ 20\\ \end{array}$			

Результаты замеров количества выносимых примесей за 30 мин по скважинам при различных депрессиях

= 0,104 МПа и  $\Delta p_4$  = 0,253 МПа выносила одинаковое количество песка  $Q_1$  =  $Q_4$  = 30 г за 30 мин, а при депрессии на пласт  $\Delta p_3$  = 0,172 МПа  $Q_{\rm np 3}$  = 25 г песка. Аналогичные результаты получены по скв. 2111, которая при  $\Delta p_1$  = 0,131 МПа выносила песка  $Q_{\rm np 1}$  = 30 г, при  $\Delta p_3$  = 0,258 МПа  $Q_{\rm np 3}$  = 10 г, а при  $\Delta p_5$  = 0,472 МПа  $Q_{\rm np 5}$  = 100 г. Как были обоснованы режимы проектных скважин с такими данными, и на основании чего предельная депрессия  $\Delta p_{\rm npeq}$  = 0,5МПа, когда практически нет даже элементарных доказательств? Проектировщик обязан был потребовать хотя бы в период проектирования (обычно на проектирование дается около года) за несколько недель провести показательные исследования по выносу песка, позволяющие установить зависимость между  $\Delta p$  и количеством примесей. Как может быть установлен режим работы проектной скважины, когда основным фактором, ограничивающим дебит скважины, является разрушение призабойной зоны, без качественного изучения определяющего фактора? Проектировщик должен был составить специальную программу для показательных контрольных исследований, обеспечивающих не только разрушение призабойной зоны, но и вынос продукции разрушения, и качественного отделения этой продукции из газа.

Причем для установления зависимости количества примеси  $Q_{\rm np}$  от депрессии  $\Delta p$  необходимо было работать на режиме не 30 мин, а значительно больше времени, чтобы стабилизировалось (относительно) разрушение и вынос примесей. При этом необходимо было учесть профиль притока и спускать в скважину фонтанные трубы соответствующего диаметра до нижней границы интервала перфорации, как это показано на рис. 6.4.

Если в условиях разрушения призабойной зоны обоснование технологического режима сводится к выбору количественного значения градиента давления, то для устойчивых коллекторов, когда практически при любом градиенте давления коллектор не разрушается, в результате существенного снижения давления в призабойной зоне происходит значительное снижение проницаемости и, следовательно, дебита скважины. Характерная форма зависимости дебита от депрессии при этом показана на рис. 6.2 (кривая 3). Такие исследования необходимо провести для выяснения предельного значения депрессии, превышение которой приводит к весьма незначительному увеличению дебита, а также для разработки рекомендаций по интенсификации притока газа и нефти к скважине. Как правило, деформация пласта и ухудшение роста дебита в зависимости от депрессии наблюдаются в карбонатных, сильно сцементированных и трещи-



Рис. 6.4. Схемы профиля притока газа к скважине и глубины спуска фонтанных труб: *a* – однородный пласт; *б* – пласт, в нижней части которого сравнительно низкая проницаемость; *в* – пласт, в верхней части которого сравнительно низкая проницаемость (в нижней части она выше)

новатых коллекторах. Проведение таких исследований не связано с техническими и технологическими трудностями.

Таким образом, в условиях деформации и разрушения призабойной зоны для обоснования технологического режима работы скважины необходимо определить численную величину градиента давления, что для неустойчивых коллекторов практически невозможно. Поэтому остается некоторая произвольность выбора величины градиента без должного обоснования. Следует подчеркнуть еще и то, что до настоящего времени не разработана ни одна методика, хотя бы весьма приближенно описывающая процесс разрушения. Как правило, дебит газовой скважины определяют по формуле

$$Q = \frac{a + \sqrt{a^2 + 4b\Delta p^2}}{2b}.$$
 (6.1)

В условиях разрушения призабойной зоны формула (6.1) принимает следующий вид:

$$Q = a^* R_{\kappa \rho} \left[ -1 + \sqrt{1 + 4b^* \alpha / a^{*2}} \right] / 2b^*, \tag{6.2}$$

где

$$a^{*} = \mu_{\pi\pi} z_{\pi\pi} T_{\pi\pi} p_{a\tau} / \pi \kappa h T_{c\tau}; \quad b^{*} = \rho_{c\tau} p_{a\tau} z_{\pi\pi} T_{\pi\pi} / 2\pi^{2} l h^{2} T_{c\tau}; \quad (6.3)$$

 $\alpha$  — критический градиент давления, величина, которого определяется лабораторными и промысловыми исследованиями и для  $R = R_{\rm kp}$  выражается формулой

$$\alpha = dp/dR. \tag{6.4}$$

Дополнительную информацию по технологическому режиму работы в условиях разрушения можно получить из работы [93].

Горизонтальные скважины. В горизонтальных скважинах возможность увеличения длины фильтра позволяет для заданной величины дебита уменьшить депрессию на пласт, т.е. снизить величину градиента давления вблизи горизонтального ствола. Максимальный градиент давления у горизонтальных скважин возникает у перехода от горизонтального положения ствола к вертикальному, если фонтанные трубы спущены только концом вертикальной (наклонной) части ствола и у башмака фонтанных труб, если часть горизонтального ствола также оборудована фонтанными трубами.

Связь между градиентом давления и дебитом горизонтальной скважины, вскрывшей полосообразный газоносный пласт, может быть представлена в следующем виде:

$$\alpha = \frac{a^*Q}{L4h(R)p} + \frac{b^*Q^2}{L^2 16h^2(R)p}.$$
(6.5)

Учитывая, что допустимый градиент давления должен быть установлен у стенки ствола, формулу (6.5) можно представить как

$$\alpha = \frac{a^*Q}{L4R_c p_{3,1}} + \frac{b^*Q^2}{L^2 16R_c^2 p_{3,1}},$$
(6.6)

где  $p_{3a}$  — допустимое забойное давление на стенке горизонтального ствола у башмака фонтанных труб или у перехода от горизонтального к вертикальному положению ствола, при котором достигается допустимый градиент.

Из уравнения (6.6) критический дебит горизонтальной скважины будет

$$Q_{\rm kp} = \left[ -a_{\rm I} + \sqrt{a_{\rm I}^2 - b_{\rm I}} \right] 8R_{\rm c}^2 p_{\rm syl} L/b^*, \qquad (6.7)$$

где

$$a_1 = a^*/4R_c p_{3\pi}$$
 и  $b_1 = b^* \alpha / 4R_c p_{3\pi}$ . (6.8)

Интегрируя уравнение (6.5), с учетом (6.7) и (6.8) получим

$$p_{n,n}^{2} - p_{3,n}^{2} = A_{1} \left\{ \left[ -a_{1} + \sqrt{a_{1}^{2} - b_{1}} \right] 8R_{c}^{2} p_{3,n} L/b^{*} \right\} + B_{1} \left\{ \left[ a_{1} - \sqrt{a_{1}^{2} - b_{1}} \right] 8R_{c}^{2} p_{3,n} L/b^{*} \right\},$$
(6.9)

где значения коэффициентов  $A_1$  и  $B_1$  определяются по формулам, приведенным раньше.

Уравнение (6.9) решается численным методом и позволяет находить  $p_{\rm зд}$ , а затем величину  $Q_{\rm кp}$ .

### 6.4. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВОЗМОЖНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

Вертикальные скважины. Одним из отрицательных результатов разрушения призабойной зоны при вскрытии неустойчивых коллекторов является возможность образования песчаных пробок. Многочисленными исследованиями установлено, что образование песчаной пробки в вертикальных скважинах влияет на их производительность так же, как несовершенство скважины по степени вскрытия пласта. На рис. 6.5 показано влияние относительной высоты пробки  $\bar{h}_{up}$  на производительность вертикальных скважин при  $k_{пp} =$ 



=  $k_{n\pi}$  (кривая 1) и  $k_{np} = 50 k_{n\pi}$  (кривая 2). Из этих зависимостей видно, что образование пробки даже высокой проницаемости существенно снижает дебит скважины. При одинаковой относительной высоте пробки  $\bar{h}_{np} = \bar{h}_{np}/h$  разница между дебитами составляет около 10 %. Так, например, при  $\bar{h}_{np} = 0.3$  относительный дебит при  $k_{np} = k_{n\pi}$  равен  $\bar{Q} = 0.55$ , а при  $k_{np} = 50k_{n\pi}$   $\bar{Q} = 0.65$  от дебита скважины при  $h_{np} = 0$ .

Такое сильное влияние пробки на производительность скважины связано с тем, что поступающий в ствол скважины газ должен двигаться вдоль пробки. Это означает, что поток газа вместо движения по обсадной колонне двигается по сечению намного меньшему, чем сечение обсадной колонны. Поэтому при обосновании режима необходимо создавать такие условия, при которых образование пробки будет исключено. Выше было показано, что скорость движения потока по стволу должна составлять  $v \ge 5$  м/с. Если выбранная конструкция скважины по всей длине интервала перфорации не обеспечивает такую скорость, то необходимо выбрать другие параметры фонтанных труб — диаметр и глубину спуска при текущем дебите.

Если в проекте достоверно установлены дебиты проектных скважин в зависимости от изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления и пластового давления при зафиксированных критериях технологического режима, то процесс образования пробки нетрудно установить по изменению дебита, непредусмотренному проектом.

Влияние пробки на дебит скважины следует оценить по следующим формулам: 1. При полном перекрытии продуктивного пласта пробкой

$$Q = [p_{n\pi}^2 - p_s^2]h_{np}th(b/a)^{0.5}, \qquad (6.10)$$

где  $h_{\rm np}$  – высота пробки. В рассматриваемом случае  $h_{\rm np}$  = h, где h – толщина продуктивного пласта; а и b – коэффициенты сопротивления, определяемые по формулам

$$a = \mu z p_{\rm ar} T_{\rm ILR} \ln \frac{R_k}{R_{\rm c}} / \pi k T_{\rm cr}; \quad b = 2\mu z p_{\rm ar} T_{\rm ILR} / \pi K_{\rm np} T_{\rm cr} R_{\rm c}^2. \tag{6.11}$$

2. При частичном перекрытии пласта пробкой относительный дебит

$$\overline{Q} = Q_{\rm np}/Q_{6.\rm np} = 1 - [1 - \text{th}(b/a)^{0.5}h_{\rm np}/(b/a)^{0.5}h_{\rm np}]h_{\rm np}/h, \qquad (6.12)$$

где Q<sub>6. пр</sub> — дебит скважин без пробки. 3. При полном перекрытии пласта столбом жидкости дебит оценивается по формуле

$$Q = \frac{p_3^2(1 - e^{Dh_{\mathbf{x}}})}{aD} + \frac{p_{11,n}^2 h_{\mathbf{x}}}{a},$$
 (6.13)

где

$$D = 0.683\rho[\varphi + (1 - \varphi)\rho_{\star}/\rho_{rp}]/z_{cp}T_{cp}; \qquad (6.14)$$

φ — истинное газосодержание потока; р<sub>гр</sub> — плотность газа в рабочих условиях. Значение истинного газосодержания может быть заменено расходным газосодержанием β, определяемым по формуле

$$\beta = Q_{\rm rp} / (Q_{\rm rp} + Q_{\rm *}),$$
 (6.15)

 $Q_{rp}$  – дебит газа при рабочих условиях  $p_{cp}$  и  $T_{cp}$  по стволу скважины, величину которого следует определить из равенства

$$Q_{\rm rp} = Q_{\rm cr} p_{\rm ar} T_{\rm cp} z_{\rm cp} / p_{\rm cp} T_{\rm cr}, \qquad (6.16)$$

 $Q_{ct}$  – дебит газа при стандартных условиях, т.е. при  $p_{at}$  и  $T_{ct}$  = 293 К. Значения *p*<sub>ср</sub> и *T*<sub>ср</sub> определяются по формулам

$$p_{\rm cp} = (p_{\rm y} - p_{\rm s})/2$$
 и  $p_{\rm cp} = (T_{\rm y} - T_{\rm s})/2.$  (6.17)

Для повышения точности расчетов следует общую глубину ствола L разделить на элементы  $\Delta L$ , а затем полученные результаты просуммировать. Величину р<sub>гр</sub> нужно вычислить из уравнения состояния:

$$\rho_{\rm rp} = \rho_{\rm cr} p_{\rm cp} T_{\rm cr} / p_{\rm ar} z_{\rm cp} T_{\rm cp}. \tag{6.18}$$

Характер изменения относительных дебитов при полном и частично перекрытии продуктивного интервала песчаной пробкой показан на рис. 6.6, а и б. Как видно из рис. 6.6, а, на относительный дебит скважины при полном перекрытии продуктивного пласта пробкой существенно влияет толщина пласта. Чем больше толщина газоносного пласта, тем существеннее влияние пробки, полностью перекрывающей этот пласт. Из рис. 6.6, б видно, что при частичном перекрытии продуктивного пласта пробкой, чем меньше толщина пласта, тем меньше влияние частичного перекрытия его пробкой.

Существенное значение при проектировании разработки газовых и газо-



Рис. 6.6. Зависимость относительного дебита от относительной проницаемости  $k/k_{np}$ : a — при полном перекрытии пробкой продуктивного пласта с толщиной 1; 5 и 10 м (соответственно кривые 1, 2 и 3); 6 — при частичном перекрытии пробкой продуктивного пласта толщиной 1; 10; 20 и 30 м (соответственно кривые 1, 2, 3 и 4)

конденсатных месторождений имеет зависимость высоты пробки от создаваемых депрессий на пласт. Даже в случае вскрытия устойчивых к разрушению пластов возможность образования пробки не исключена за счет очищения призабойной зоны от бурового раствора. Поэтому в качестве критерия технологического режима, если использованы все, кроме dp/dx = const, необходимо оценить возможность пробкообразования с позиции разрушения призабойной зоны. Для этого предлагается графическая зависимость между высотой пробки  $h_{up}$ и депрессией  $\Delta p$  на пробку, показанная на рис. 6.7.

Кроме того, в проекте необходимо оценить возможность самозадавливания эксплуатационных скважин, исходя из величины удельного перепада давления на единицу длины пробки. Удельный перепад на пробку определяется формулой

$$R = [p_{x=0} - p] / [p_{nn} - p_3] h_{np} = [1 - 1/ch(b/a)^{0.5}h_{np}] / h_{np}.$$
(6.19)

Разность давлений в формуле (6.19) можно заменить весом материала, из которого состоят пробки. Тогда расчетная формула примет вид

$$\rho_{\rm n} 10^4 / [p_{\rm n.n} - p_{\rm s}] = [1 - 1/{\rm ch} (b/a)^{0.5} h_{\rm np}]. \tag{6.20}$$

Из этого уравнения можно определить высоту пробки  $h_{\rm np}$  путем его разложения в ряд. Приближенное решение этого уравнения относительно  $h_{\rm np}$  с точностью 1 % имеет вид:

$$\frac{\rho_{\rm n}bh_{\rm np}^210^{-4}}{p_{\rm nn}-p_{\rm s}} - bh_{\rm np} + \frac{2a\rho_{\rm n}10^{-4}}{p_{\rm nn}-p_{\rm s}} = 0, \qquad (6.21)$$

откуда

$$h_{\rm np1} = \frac{10^4 (p_{\rm nn} - p_{\rm 3})}{2\rho_{\rm n}} - \left[\frac{10^8 (p_{\rm nn} - p_{\rm 3})^2}{4\rho_{\rm n}^2} - \frac{2a}{b}\right]^{0.5};$$
(6.22)

523



Рис. 6.7. Зависимость высоты пробки  $h_{np}$  от депрессии на пласт: I – область мнимых решений; 1-6 – соответственно при 2a/b = 10; 100; 400; 900; 1500 и 2500. Точки получены по данным скв. 9 месторождения Газли

$$h_{np2} = \frac{10^4 (p_{nn} - p_3)}{2\rho_n} - \left[\frac{10^8 (p_{nn} - p_3)^2}{4\rho_n^2} - \frac{2a}{b}\right]^{0.5}.$$
 (6.23)

Формула (6.23) может быть использована для расчета критической высоты столба жидкости, при которой скважина будет самозадавливаться. Для самозадавливания скважины необходимо, чтобы на нижней части столба давление  $p_{x-0}$  было равным пластовому, т.е.  $p_{x-0} = p_{nn}$ . При этом, т.е. при x = 0 коэффициент  $b = \infty$ . Тогда из формулы (6.23) находим:

$$h_{\rm np} = 10^4 (p_{\rm n,n} - p_{\rm s}) / \rho_{\rm n}. \tag{6.24}$$

Для того, чтобы не работала и верхняя часть пласта толщиной h, необходимо к  $h_{up}$  добавить и h. Тогда вместо (6.24) получим

$$h_{\rm np} = h + 10^4 (p_{\rm n,n} - p_{\rm s}) / \rho_{\rm n}. \tag{6.25}$$

Предлагаемые формулы должны быть использованы для пробок с пластическими свойствами.

Приведенные выше формулы для определения относительных дебитов скважин, удельного перепада для разрушения образовавшейся пробки и высоты пластичных пробок предназначены, прежде всего, для оценки влияния образования пробки на производительность, анализа состояния высоты пробки и в определенной степени для разрушения пробки путем создания удельной депрессии на пробку.

Предотвратить возможность образования пробки можно только двумя пу-

тями: либо создать такой градиент давления, при котором призабойная зона не разрушится; либо синхронно с разрушением призабойной зоны удалять примеси путем подбора соответствующей конструкции, т.е. диаметра и глубины спуска фонтанных труб. Такие прогнозные расчеты необходимо провести для всего периода разработки месторождения с учетом параметров изменения дебита и давлений проектных скважин.

Горизонтальные скважины. Условие для устойчивой эксплуатации горизонтальных скважин при возможности разрушения призабойной зоны и образования пробки намного сложнее, чем для вертикальных. Это связано с значительной длиной горизонтального ствола и низкой скоростью потока ближе к торцу скважины. Поэтому при обосновании режима работы горизонтальных скважин необходимо увязать конструкцию горизонтального ствола с распределением давления по длине горизонтальной части и дебита (скорости).

В отличие от вертикальных, в горизонтальных скважинах условие разрушения распространяется не на всю длину ствола, и зона разрушения зависит от конструкции скважины. Если в горизонтальную часть ствола фонтанные трубы не спущены, то наиболее опасной зоной, с точки зрения разрушения призабойной зоны, является начальный участок горизонтального ствола. Если горизонтальный ствол оборудован фонтанными трубами, то наиболее опасным, с точки зрения разрушения, является сечение у башмака фонтанных труб. Таким образом, если освоение залежи будет осуществляться горизонтальными скважинами, то критическую величину градиента давления нужно определить у начала горизонтального ствола, когда он не оборудован фонтанными трубами, и на сечении у башмака, если скважина оборудована фонтанными трубами. Эта отличительная черта горизонтальных скважин связана с большой длиной интервала притока и, в связи с этим, с потерями давления по стволу. На рис. 6.8 показано распределение давления и его градиентов вдоль горизонтального ствола. Интенсивность роста градиента к начальному участку горизонтального ствола при отсутствии фонтанных труб и к башмаку фонтанных труб при оборудовании скважины фонтанными трубами намного меньше темпа роста градиента при фильтрации газа к вертикальной скважине. Темп роста градиента давления по стволу горизонтальной скважины предопределяется потерями давления по стволу при движении газа.

Величину градиента давления по стволу горизонтальной скважины следует отрегулировать конструкцией скважины. В принципе один и тот же дебит из горизонтальной скважины можно получить двумя путями: удлинением ствола и, следовательно, снижением депрессии на пласт по горизонтальному стволу, что приведет к режиму работы без разрушения призабойной зоны; увеличением градиента давления и уменьшением длины горизонтального ствола. В вертикальных скважинах такая возможность ограничена. Интенсивность роста градиента к башмаку фонтанных труб более высока, чем интенсивность в скважинах, не оборудованных фонтанными трубами, так как при движении газа по заданному пространству потери давления выше потерь при движении газа по трубам.

Величину градиента давления по длине горизонтального ствола можно определить по формуле

 $dp/dL = \alpha$  при L = 0 при отсутствии фонтанных труб,

 $dp/dL_1 = \alpha_1$  при  $L_1 = 0$  при наличии фонтанных труб.

Для критического значения градиента давления дебиты горизонтальных скважин будут определяться по следующим формулам:

без фонтанных труб



Рис. 6.8. Распределение давления и его градиента по длине горизонтального ствола: *а* – необорудованного фонтанными трубами; *б* – оборудованного фонтанными трубами

$$Q_{\rm kp} = \left[ -a + \sqrt{a^2 - b} \right] \cdot 8R_{\rm c}^2 p_{36} L/b^*;$$
 (6.26)

с фонтанными трубами

$$Q_{\rm kp} = \left[ -a + \sqrt{a^2 - b} \right] \cdot 8R_{\rm c}^2 p_{\rm 36} L_{\rm I} / b^{\bullet}, \qquad (6.27)$$

где

$$a = a^*/4R_c p_{3a}, \ b = b^* \alpha/4R_c^2 p_{3a}, \ b_1 = b^* \alpha_1/R_c^2 p_{3a}.$$
 (6.28)

Значения градиентов давления α и α<sub>1</sub> необходимо определить экспериментально, а затем сравнить с критическими градиентами давлений, определенных

для неустойчивых, слабоустойчивых, среднеустойчивых, устойчивых и сверхустойчивых пород. Обычно для расчетного определения градиента давления используют заданную величину дебита и приближенную формулу притока газа к скважине. Такие расчеты неприемлемы для горизонтальных скважин, так как из-за значительной длины фильтра (горизонтальная часть ствола) забойное давление существенно изменяется по длине. Это означает, что для определения распределения давления по стволу скважины необходимо совместное решение двух уравнений: движения газа по стволу и притока газа к горизонтальному стволу. Причем при наличии в горизонтальной части ствола скважины фонтанных труб, частично перекрывающих возможность притока в ствол к внутреннему сечению обсадных колонн, эти уравнения должны быть написаны для участков от нуля до  $L_1$  и от  $L_1$  до L, как это показано на рис. 6.8,  $\delta$ . Ниже приведены уравнения движения газа по стволу горизонтальной скважины и притока газа к стволу.

1. Для горизонтальной скважины, не оборудованной фонтанными трубами

$$-\frac{dp}{dl} = \lambda \frac{\rho_{ar}^2 Q^2}{2D\rho F^2} + \frac{\rho_{ar}^2}{F^2} Q \frac{d}{dl} \left(\frac{Q}{\rho}\right); \tag{6.29}$$

$$\frac{dp}{dl}\left(\frac{Q}{\rho}\right) = \left(\frac{dQ}{dl}\rho - \frac{d\rho}{dl}Q\right) / \rho^2, \tag{6.30}$$

где  $\rho$  — плотность газа, определяется из уравнения состояния газа

$$\rho = \rho_{\rm cr} p / p_{\rm ar} z T_{\rm n,r}; \qquad (6.31)$$

F – площадь поперечного сечения горизонтального ствола, определяемая из равенства

$$F = \pi D^2 / 4; \tag{6.32}$$

*D* – внутренний диаметр обсадной колонны.

Для решения поставленного вопроса используем результаты работы [8]:

$$p_{nn}^2 - p^2 = A \frac{dQ}{dl} + B \left(\frac{dQ}{dl}\right)^2 \ \text{i} \ \frac{dQ}{dl} = \frac{-A + [A^2 + 4B(p_{nn}^2 - p^2)]}{2B}, \tag{6.33}$$

p — давление на стенке горизонтального ствола в интервале  $0 \le l \le L$ .

С учетом (6.31) – (6.33) распределение давления будет определяться формулой

$$dp / dl = \frac{8\rho_{\rm ar} p_{\rm ar} z T_{\rm nn} Qp}{\pi^2 D^4 T_{\rm cr} \left[ \frac{16\rho_{\rm cr} p_{\rm ar} z T_{\rm nn} Q^2}{\pi^2 D^4 T_{\rm cr}} - p^2 \right]} \left[ \lambda \frac{Q}{D} + 2 \frac{dQ}{dl} \right].$$
(6.34)

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (6.33) и (6.34) является нелинейной и не имеет простого аналитического решения. Поэтому ее следует решать численно, например, методом Рунге – Кутта. Таким образом, определив распределение давления по длине ствола, нетрудно найти критическую величину градиента давления, показанного на рис. 6.8, *а* и *б*.

2. Для горизонтальной скважины, оборудованной фонтанными трубами (см. рис. 6.8, 6), общий дебит скважины

$$Q_{06} = Q_{0L_1} + Q_{L-L_1}, \tag{6.35}$$

527

где  $Q_{0L_1}$  — дебит участка перекрытой фонтанными трубами;  $Q_{L-L_1}$  — дебит участка от башмака фонтанных труб до торца скважины. На участке  $L-L_1$  справедливы уравнения, полученные для скважины, не оборудованной фонтанными трубами. Обозначим давление у башмака через  $p_{L_1}$ . Тогда вместо уравнения (6.33) и (6.34) получим

$$dP_{L-L_1}/dl = \left[\frac{\lambda_1}{D}Q_{L-L_1} + 2\frac{d}{dl}Q_{L-L_1}\right]\frac{s_1Q_{L-L_1}p_{L-L_1}}{2s_1Q_{L-L_1}^2p_{L-L_1}};$$
(6.36)

$$dQ_{L-L_{1}}/dl = \left\{-A + \left[A^{2} + 4B\left(p_{n,n}^{2} - p_{L-L_{1}}^{2}\right)\right]^{0.5}\right\}/2B,$$
(6.37)

где

$$s_1 = 8\rho_{\rm cr} z T_{\rm ll} / \pi^2 D^4 T_{\rm cr}$$

Как и в предыдущем случае, система из уравнений (6.36) и (6.37) решается численно, например, методом Рунге – Кутта при граничных условиях

$$l = L, Q_{L-L_1} = 0$$
 и  $l = L_1, p_{L-L_1} = p_{L_1} = p_{6aur}$ 

Для второго участка, где газ притекает в затрубное пространство между обсадной колонной диаметром D и фонтанными трубами  $d_{\rm H}$  в интервале  $0 \le l \le \le L_1$ , сначала нужно определить эквивалентный диаметр кольцевого пространства

$$d_{_{3\kappa}} = \left[ D^2 - d_{_{\rm II}}^2 \right]^{0.5} \tag{6.38}$$

и гидравлический диаметр d<sub>r</sub>:

$$d_{\rm r} = D - d_{\rm H}.\tag{6.39}$$

Далее система уравнений притока газа к затрубному пространству и потерь давления при движении газа по затрубному пространству будет иметь вид:

$$\frac{dp_{0l_{1}}}{dl} = \left[\frac{\lambda_{3a\tau}}{D - d_{\mu}}Q_{0l_{1}} + 2\frac{dQ_{0l_{1}}}{dl}\right]\frac{s_{l}Q_{Pl_{1}}p_{0l_{1}}}{2s_{2}Q_{0l_{1}}^{2} - p_{0l_{1}}^{2}};$$
(6.40)

$$\frac{dQ_{0L_1}}{dl} = \left\{ -A + \left[ A^2 + 4B \left( p_{n,n}^2 - p_{0L_1}^2 \right) \right]^{0.5} \right\} / 2B,$$
(6.41)

где  $p_{0L_1}$  — давление на стенке горизонтального ствола в интервале  $0 \le l \le L_1$ ,  $Q_{0L}$  — распределение дебита на участке  $0L_1$ .

$$s_2 = 8\rho_{\rm cr} p_{\rm ar} z T_{\rm nn} / \pi^2 (D - d_{\rm n}^2)^2 T_{\rm cr}.$$
 (6.42)

Для граничных условий l = 0;  $Q_{0l_1} = 0$  и  $l = L_1$ ;  $p_{0l_1} = p_{6aut}$  эта система так же, как в предыдущем случае, решается только численно, для чего можно использовать метод Рунге – Кутта.

Найденное таким образом распределение давления позволит вычислить величину критического градиента давления у башмака фонтанных труб, где давление имеет минимальное значение. Следует подчеркнуть, что величина

критического давления для различных конструкций скважины, но одинаковых дебитов будет разной. Это и является основной задачей при проектировании разработки газовых месторождений с неустойчивыми коллекторами, когда конструкция горизонтальной скважины должна обеспечить минимальный градиент давления при запланированном дебите газа.

### УДАЛЕНИЕ ИЗ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА ПРИМЕСЕЙ, ПОСТУПАЮЩИХ К СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Возможность накопления продукции разрушения в горизонтальном стволе существенно отличается от подобной возможности в вертикальных скважинах. В вертикальных скважинах требуется, чтобы скорость выталкивающей частицы была выше скорости падения. Для вертикальных скважин векторы скорости подъема и падения частиц направлены только вверх и вниз. В горизонтальном стволе векторы скорости потока направлены вниз и по горизонтам. Кроме того, профиль горизонтального ствола имеет зигзагообразный вид, и поэтому по длине ствола имеются участки, где существует наибольшая опасность накопления примесей. Такая возможность усиливается еще и тем, что когда скважина оборудована фонтанными трубами, во избежание накопления твердых примесей в нижней части ствола эти трубы должны быть оборудованы центраторами. Такие центраторы только снижают опасность накопления частиц в нижней части ствола, но не исключает его полностью. Опасными с точки зрения накопления твердых примесей по стволу являются места установки центраторов.

Исходя из вышеизложенного, при проектировании разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин необходимо обосновать профиль горизонтальной части ствола. С позиции возможного разрушения призабойной зоны и образования песчаных пробок наиболее целесообразным профилем горизонтального ствола является профиль, показанный на рис. 6.9, a и b. Если дебит скважины из зоны отсутствия фонтанных труб не обеспечивает вынос примесей, то необходимо длину фонтанных труб  $L_1$  увеличить практически до длины горизонтальной части ствола L, приняв ее всего на несколько метров меньше. Такой профиль следует использовать и в том случае, когда существует опасность обводнения скважины подошвенной водой, исходя из того, что при оборудовании скважины фонтанными трубами минимальное забойное давление возникает у башмака фонтанных труб.

В случае отсутствия опасности обводнения скважины подошвенной водой целесообразнее использовать профиль, показанный на рис. 6.9, *б*. Такой профиль более эффективный, так как частицы стекают вниз не только за счет вектора скорости по затрубному пространству, но и частично за счет гравитационных сил.

В случае образования пробки в горизонтальном стволе возможны два случая: пробка образовалась только в зоне, где отсутствуют фонтанные трубы, и пробка образовалась в нижней части участка, оборудованного фонтанными трубами. В первом случае влияние этой пробки на дебит скважины может соответствовать формуле (6.35) при  $Q_{L-L_4}$ , и тогда дебит скважины будет определяться как из половины поверхности участка, т.е.  $Q_{0L_4}/2$ , хотя при этом возможны значительные погрешности. В целом такая проблема для газовых горизонтальных скважин еще не изучена.



Рис. 6.9. Возможные конструкции горизонтальной скважины в условиях разрушения призабой-ной зоны и образования пробок: a — при наличии подошвенной воды;  $\delta$  — при ее отсутствии

# 6.5. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ОБВОДНЕНИЯ ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Вертикальные скважины. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных скважин надо исходить из того, что как для скважин залежей массивного типа, так и при контурных частях залежей пластового типа существует возможность обводнения подошвенной водой. Причем для залежей пластового типа опасность обводнения скважин, расположенных в приконтурных частях залежи (см. рис. 6.10, а и б), значительно выше опасности обводнения скважин массивных залежей, так как процесс обводнения приконтурных скважин происходит через горизонтальную проницаемость, которая, как правило, больше вертикальной, т.е.  $k_{rop} > k_{вер}$ . Точное решение проблемы обводнения скважин подошвенной водой практически невозможно, так как для этого необходимо учесть нестационарность процесса конусообразования, неоднородности пористой среды по толщине и по площади, параметр анизотропии по каждому пропластку, различие законов фильтрации газа и жидкости (воды или нефти, при наличии нефтяной оторочки), изменение физических свойств газа, жидкости и пористой среды в процессе разработки, фазовые проницаемости и их изменение в процессе разработки, капиллярные и гравитационные силы и т.д. Исходя из невозможности учета перечисленных и других факторов, следует отметить сложность достоверного установления технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой и оценить возможность обводнения различными методами. Далее в процессе разработки ме-



Рис. 6.10. Схемы зон расположения вертикальных скважин, когда пластовая вода рассматривается как подошвенная на залежи:

*а* – пластового типа; *б* –массивного типа

сторождения необходимо изучить по промысловым данным ход процесса обводнения отдельных скважин и кустов. На основании этих данных можно установить истинный характер обводнения скважин.

К настоящему времени предложено несколько методов определения так называемого предельного безводного дебита, обеспечиваемого при поддержании в скважине допустимой депрессии на пласт. Однако постановочно такой подход к вопросу эксплуатации скважин без обводнения допускает очень большую неточность. Она связана с тем, что практически все приближенные методы определения безводной эксплуатации газовых скважин допускают стационарность процесса образования конуса подошвенной воды, т.е. предполагается, что при создании депрессии на пласт образуется конус воды под дном скважины с высотой  $\Delta h$  = const и если выбранную депрессию сохранить неизменной, то дальнейшее увеличение  $\Delta h$  не происходит. Поэтому все предложенные приближенные методы позволяют оценить дебит скважины только на данный момент времени. Предлагаемые безводные дебиты текущие, и они будут изменяться в процессе разработки в зависимости от подъема ГВК, изменения свойств газа, воды и пористой среды, изменения газонасыщенной толщины пласта, относительного вскрытия, пластового давления и т.д.

Таким образом, для обоснования технологического режима работы скважин в условиях возможного обводнения подошвенной водой имеются два основных направления работ:

1. Приближенная оценка текущего безводного дебита газовых скважин, вскрывших изотропные и анизотропные пласты подошвенной водой.

2. Численное определение безводного или, точнее, просто дебита скважины с учетом продвижения воды, путем использования геолого-математической модели скважины, вскрывшей однородные и неоднородно-многослойные пласты с подошвенной водой.

Ниже изложено обоснование технологического режима работы скважин приближенными методами. Изложение нескольких приближенных методов вызвано тем, что все они имеют положительные и отрицательные черты и в целом носят оценочный характер.

А. Для определения безводного дебита согласно работе Б.Б. Лапук и др. [86] следует пользоваться формулой

$$Q_{\rm n6} = 2\pi k h^2 \rho_{\rm B} p_{\rm n\pi} q^* / \mu p_{\rm a\tau}, \qquad (6.43)$$

где  $Q_{n6}$  — предельный безводный дебит скважины; k — горизонтальная проницаемость пласта;  $\rho_{\rm B}$  — плотность воды в пластовых условиях;  $p_{nn}$  — пластовое давление;  $\mu$  — вязкость газа при  $p_{nn}$  и  $T_{nn}$ ;  $q^*$  — безразмерный предельный безводный дебит, определяемый из рис. 6.11 и зависящий от:

$$\sigma = R_0 / h (k_{\rm r} / k_{\rm B})^{0.5} \, \text{v} \, \bar{h} = h_{\rm cB} / h, \qquad (6.44)$$

*R*<sub>0</sub> — условный радиус, в пределах которого образуется конус воды. Можно принять, что

$$R_0 = 4h. \tag{6.45}$$

Главные недостатки этого метода заключаются в пренебрежении температурной поправкой  $T_{\rm cr}/T_{\rm nn}$ , коэффициентом сверхсжимаемости *г*, нелинейностью закона фильтрации для газа и т.д.

Б. Для определения безводного дебита по величине допустимой депрессии, полученной И.А. Чарным при условии  $y \leq 0.4(h - h_{\rm B})$  и пересчитанной нами для газовой скважины (рис. 6.11), следует пользоваться формулой



6.11. Зависимость безразмерного предельного безводного дебита q<sup>•</sup> от относительного вскрытия пласта h̄: σ – комплексный параметр

$$\Delta p_{\text{доп}} = p_{\textbf{n}.\textbf{1}} - p_{\textbf{3}} = \{0,0016(h - h_{\textbf{B}})(1 - \overline{\rho}_{\textbf{B}})[50p_{\textbf{n}.\textbf{1}} - (h - h_{\textbf{B}})(1 - \overline{\rho}_{\textbf{B}})\rho_{\textbf{B}}]\rho_{\textbf{B}}\}/\psi(p_{\textbf{n}.\textbf{1}} - p_{\textbf{3}}).$$
(6.46)

При нелинейной фильтрации газа в пористой среде, имеющей вид

$$Q_{u6} = \left[ -A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta p_{don}(p_{u3} - p_3)} \right] / 2B,$$
(6.47)

пользуются формулой (6.46).

В формуле (6.47) *А* и *В* – коэффициенты фильтрационного сопротивления, учитывающие степень вскрытия пласта скважиной, т.е.

 $A = \mu z p_{\rm ar} T_{\rm nn} [\ln R_{\rm K}/R_{\rm c} + C_{\rm l}]/\pi K h T_{\rm cr}; \qquad (6.48)$ 

$$B = \rho_{\rm cr} p_{\rm ar} Z T_{\rm nn} [1/R_{\rm c} - 1/R_{\rm \kappa} + C_2] / 2\pi^2 l h^2 T_{\rm cr}, \qquad (6.49)$$

где C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> - коэффициенты несовершенства скважины по степени вскрытия.

При допустимой депрессии на пласт, вычисленной по формуле (6.46), были определены предельно безводные дебиты тех же скважин, которые использовались для определения  $Q_{n6}$  по формуле (6.43). Результаты расчетов приведены в табл. 6.2. Эта методика, так же как предыдущая, показывает, что макси-

Таблица 6.2 Результаты расчетов предельных безводных дебитов различными методами

Номер сква-	h.м	h. м	<i>р</i> <sub>ил</sub> ,	a	h	ħ	ρ,,	W	o <sup>*</sup>	Предел дебит, т деленн	ьный без ыс. м <sup>3</sup> /су ый по ф	водный т, опре- ормуле
жины			MIIa	<del>о</del> и.	Сис 	"	кг/м"	Ŷ	×	по (6.47)	по (6.43)	по (6.50)
<b>Y-93</b>	51	34	4.65	0.80	0.00338	0.670	1020	0.25	0.050	180	480	125
<b>Y-100</b>	79,5	40	4.64	0.32	0.00036	0.504	*	0.18	0.185	1097	9553	510
1-100 в	60	40	4,66	0,60	0,000105	0,670	*	0,25	0,140	443	2190	272
У-102	71	51	4,67	0,58	0,000933	0,720	*	0,27	0,110	306	3743	210
У-102 в	32	9	4,67	0,33	0,004400	0,280	*	0,12	0,130	359	3393	104
У-150	96	85	4,69	0,335	0,001140	0,880	*	0,38	0,025	196	2082	188
БВ-30	24	14	4,80	0,76	0,000500	0,580	*	0,24	0,063	181	335	106
Op-174	150	50	19,43	4,40	0,003900	0,330	1180	0,10	0,170	1376	2300	450
· *	*	*	*	7,40	0,003300	0,330	*	0,10	*	1188	1380	380
O <sub>p</sub> -170	350	125	19,30	2,00	0,002800	0,360	*	0,08	*	3514	11350	1000
*	*	82	*	*	*	0,230	*	0,05	0,190	5000	12485	900
*	205	125	*	*	*	0,610	*	0,17	0,120	1253	2983	740
*	205	82	*	*	*	0,400	*	0,11	0,160	2130	3977	690

мальный безводный дебит будет иметь место при вскрытии пласта  $h_{\rm B}=0$  (см. рис. 6.11). Такой вывод противоречит закону сопротивления в случае неполного вскрытия пласта. Естественно, что при  $h_{\rm B}=0$  приток газа в лучшем случае будет донным. При донном вскрытии пласта дебит скважины составляет не более 1 % от дебита, получаемого из вертикальных скважин, вскрывших пласт полностью, т.е. от дебита совершенной скважины. В формуле (6.46) параметр  $\psi$  учитывает степень вскрытия пласта и определяется из зависимости  $\psi = f(h/R_{\rm c} \ n h = h_{\rm B}/h)$ , показанной на рис. 6.12. Недостатки этого метода идентичны недостаткам формулы (6.43).

В. Недостатки методов, описанных в пунктах А и Б, были частично учтены в работе [93]. По этой методике также остались: стационарность процесса, отсутствие двухфазной переходной зоны, замена трехмерной фильтрации двухмерной, неучет сопротивления между ГВК и дном скважины и т.д. Но в отличие от предыдущих методов учтены нелинейность фильтрации и влияние несовершенства по степени вскрытия на линейный и квадратичный члены уравнения притока.

Согласно этой методике предельный безводный дебит определяется по формуле

$$Q_{u\,6} = \frac{a^* Q^* R_c}{2b^*},\tag{6.50}$$

где

$$a^* = a_{\mu c} h / \ln R_{\kappa} / R_c; \ b^* = b_{\mu c} h^2 / \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{\kappa}} \right);$$
 (6.51)

Q<sup>\*</sup> – безразмерный безводный дебит скважины, определяемый по формуле

$$Q^{*} = \bar{h} \ln \frac{\bar{R}}{h} \left[ -1 + \sqrt{1 + k_{0} x / \bar{h} (\ln \bar{R} / \bar{h})^{2}} \right];$$
(6.52)

*h* – относительное вскрытие пласта,



$$h = h_{\rm B}/h; \tag{6.53}$$

 $\overline{R}$  — относительный радиус контура питания, определяемый как  $\overline{R} = R_{\rm k}/R_{\rm c};$  $k_0$  — параметр, определяемый по формуле

$$k_0 = 4b^* \Delta p_{1011}^2 / a^{*2} R_c; \qquad (6.54)$$

 $\Delta p_{\text{доп}}^2$  — допустимая депрессия на пласт при наличии подошвенной воды, определяемая согласно работе [93] как

$$\Delta p_{\text{non}}^2 = [p_{\text{n}\pi} - p_{\text{3.don}}] [p_{\text{n}\pi} + p_{\text{3.don}}] = 0.1 [(h - h_{\text{B}})(\rho_{\text{B}} - \rho_{\text{rp}})g]/\eta, \qquad (6.55)$$

где  $\rho_{\rm B}$ ,  $\rho_{\rm rp}$  – плотности пластовой воды и газа в рабочих условиях; g – ускорение свободного падения;  $\eta$  – высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа. При больших пластовых давлениях формула (6.55) может быть заменена на

$$\Delta p_{\text{доп}}^2 = 2p_{\text{пл}} gh(1-\overline{h}) \left( \rho_{\text{B}} - \rho_{\text{rp}} \right) / \eta \cong Dx, \qquad (6.56)$$

где

$$D = 2p_{\rm II,I} gh(\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp})/\eta \, H \, x = 1 - \bar{h}; \qquad (6.57)$$

 $a_{\rm Hc}$  и  $b_{\rm Hc}$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные по результатам исследования скважины, вскрывшей пласт толщиной h на величину  $h_{\rm B}$ . Если имеющиеся скважины вскрывали пласт с иными  $h_{\rm Bc}$ , то при опреде-

лении значений  $a_{uc}$  и  $b_{uc}$  следует внести поправки через коэффициенты несовершенства  $C_1$  и  $C_2$ .

При небольших пластовых давлениях величиной  $\sigma_{rp}$  можно пренебречь. Кроме того, можно пренебречь и величиной  $1/R_{k}$  в формуле (6.51).

По формуле (6.50) были вычислены безводные дебиты тех же скважин, которые были использованы при определении  $Q_{n 6}$  по формулам (6.43) и (6.47). Результаты расчетов приведены в табл. 6.2.

Из сравнения предельно безводных текущих дебитов скважин различными методами следует, что:

методика расчета по формуле (6.43) практически не ставит ограничений на производительность скважин;

методика (6.47) при использовании ее через нелинейный приток газа к скважине дает более объективную оценку дебита скважины, но, судя по величинам безводных дебитов Оренбургских скважин  $O_p = 174$  и  $O_p = 170$ , завышаются примерно в три раза;

методика (6.50) занижает предельно безводные дебиты скважины и, тем не менее, более близка к истине, чем другие методы, так как хорошо согласуется с реальными дебитами Оренбургских скважин.

Кроме того, метод, предложенный в работе [93], более объективно описывает процесс изменения предельного безводного дебита в зависимости от степени вскрытия пласта и величины допустимой депрессии на пласт.

Согласно этой методике, чем меньше степень вскрытия и чем больше при этом величина допустимой депрессии на пласт, тем меньше предельно безводный дебит скважины (см. рис. 6.13, кривую 4). Это означает, что несовершенство скважины в этой области является определяющим, а величина депрессии на пласт второстепенной. С увеличением степени вскрытия пласта  $Q_{\rm n}$  6 резко растет до некоторой величины. Затем, по мере увеличения степени вскрытия  $\bar{h}$ предельно безводный дебит начинает интенсивно падать. Это означает, что за пределами  $0.5 \le \bar{h} \le 1$  влияние допустимой депрессии на пласт становится определяющим. Депрессия связана со степенью вскрытия через равенство (6.55). Поэтому увеличение  $h_{\rm B}$  приближает значение  $\Delta p_{\rm доп}$  к нулю; в то же время за счет этого увеличения коэффициент несовершенства по степени вскрытия пласта практически не влияет на производительность скважины. Сравнение зависимостей на рис. 6.11 и 6.13 указывает на логичность методики, предложенной в [93].

В большинстве случаев вертикальные и горизонтальные проницаемости пород различаются, причем, как правило,  $k_{\rm B} < k_{\rm r}$ . Низкая вертикальная проницаемость, с одной стороны, снижает опасность обводнения скважин подошвенной водой, но с другой – ухудшает подток газа из невскрытой части пласта. Поэтому параметр анизотропии снижает предельный безводный дебит скважины. Одним из наиболее приемлемых методов определения предельно безводных дебитов скважин, вскрывших анизотропные пласты, является метод, предложенный в работе [86]. Согласно этому методу  $Q_{\rm n.6}$  определяется по формуле

$$Q_{\mu 6} = a^* \bar{h} R_c Q^* \ln \bar{R} / 2b^*, \tag{6.58}$$

где

$$Q^{*} = -1 + \left[1 + k_{0} x / \bar{h} \ln \bar{R} \ln(\bar{R}^{*} - x) / \bar{h}\right]^{0,5}, \qquad (6.59)$$



Рис. 6.13. Зависимость предельно безводного дебита вертикальной скважины от относительного вскрытия пласта при различных параметрах анизотропии: 1, 5 - x = 1; 2 - x = 0,5; 3 - x = 0,1; 4 - x = 0,01

$$k_0 = 4b^* D x \, \varkappa / a^{*2} R_c \tag{6.60}$$

 $\kappa = (k_{\rm B}/k_{\rm r})^{0.5}$  — параметр анизотропии. Остальные обозначения приведены после формул (6.50)÷(6.57). По этим формулам следует оценить предельные безводные дебиты проектных скважин не только с позиции возможности обводнения проектных скважин, но и с точки зрения того, насколько параметр анизотропии снижает производительность скважин за счет ухудшения подтока газа из невскрытой части пласта.

На рис. 6.13 показаны зависимости предельно безводного дебита скважины для различных значений параметра анизотропии. Проверка достоверности предложенной для анизотропного пласта формулы для определения  $Q_{n 6}$  была произведена при  $\varkappa = 1$  (см. кривую 1).

### УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, ФЛЮИДОВ И ПОЛОЖЕНИЯ ГВК ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ПРЕДЕЛЬНО БЕЗВОДНЫХ ДЕБИТОВ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН

Предложенные выше методы оценки предельно безводных дебитов пригодны только для текущего момента времени. Однако в процессе разработки изменяются свойства газа, воды, пористой среды, толщина газоносного пласта, положение ГВК, пластовое давление и т.д. Эти изменения должны быть учтены при прогнозировании показателей разработки. Параметры, которые входят в расчетные формулы для определения предельно безводных дебитов, зависят от давления, а давление — от отбора газа из залежи в процессе разработки. Эти параметры определяют по следующим формулам:

$$a^{*}(t) = \mu(p)z(p)p_{a\tau}T_{\pi\pi}/\pi kT_{c\tau}h(t); \qquad (6.61)$$

$$b^{*}(t) = \rho_{\rm cr} \, p_{\rm ar} z T_{\rm nn} / 2\pi^2 l T_{\rm cr} h^2(t); \qquad (6.62)$$

$$D^{*}(t) = 0.2[\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp}(p)]p_{\rm nn}(t)h(t); \qquad (6.63)$$

$$k_0^* = 4b^*(t)D^*(t)/a^{*2}(t)R_c.$$
(6.64)

Если в процессе разработки по мере подъема ГВК, т.е. по мере изменения h(t), изменяется и вскрытая толщина пласта (это зависит от проектировщика, если он хочет сохранить наиболее оптимальную величину  $\bar{h}_{ou}$ , то необходимо синхронно с уменьшением h(t) уменьшить и  $h_{\rm B}(t)$ ).

С учетом формул (6.61)-(6.64) предельные безводные дебиты скважин, вскрывших изотропные и анизотропные пласты, будут определяться соответственно из равенств

$$Q_{\rm m.6} = a^*(t)h(t)R_c Q^*_{\rm out}(t)\ln R/2b^*(t)$$
(6.65)

И

$$Q_{\rm u\,6} = a^{\bullet}(t)\overline{h}(t)R_{\rm c}Q_{\rm ou}^{\bullet}(t)\ln\,\overline{R}/2b^{\bullet}(t); \tag{6.66}$$

безразмерный безводный дебит скважины, вскрывшей изотропный пласт, определяется по формуле

Таблица б	.3
-----------	----

	Номер УКПГ											
Годы	1			2			3			4		
	h <sub>tek</sub>	a	$b \cdot 10^{-3}$	h <sub>tek</sub>	a	$b \cdot 10^{-3}$	$h_{\text{tek}}$	a	$b \cdot 10^{-3}$	h <sub>tek</sub>	a	$b \cdot 10^{-3}$
1986 1988 1990	44,5 44	- 0,318 0.313	0,515 0.5126	50,1 50 49.8	0,275	0,403	 50	0.258	 0.369	-		-
1992 1994 1996 1998	42,5 40,2 37,3 34,0	0,319 0,332 0,353 0,383	0,566 0,632 0,732 0,877	48,7 47,3 45,7 43,8	0,265 0,269 0,276 0,286	0,424 0,449 0,483 0,525	49,6 48,1 46 43,5	0,255 0,258 0,267 0,280	0,375 0,398 0,435 0,487	- 29,5 28,9 27,7	- 0,262 0,264 0,272	- 0,776 0,814 0,881
2002 2004 2006 2008	27,2 23,5 19,9 16,7	0,423 0,476 0,549 0,647 0,768	1,063 1,382 1,854 2,584 3,657	39,8 37,7 35,5 33,3	0,311 0,328 0,347 0,369	0,577 0,635 0,710 0,799 0,906	37,7 34,6 31,4 28,2	0,319 0,347 0,381 0,424	0,537 0,649 0,770 0,936 1,161	20,3 24,7 22,9 21,0 19,0	0,284 0,300 0,321 0,349 0,383	1,112 1,290 1,533 1,867
2010 2012 2014 2016	14,2 13,2 13,1 13,0	0,903 0,973 - -	5,051 5,867 – –	31,2 29,2 27,2 25,4	0,394 0,421 0,452 0,486	1,032 1,181 1,357 1,564	25,1 22,1 19,2 16,7	0,477 0,542 0,622 0,716	1,468 1,894 2,492 3.290	17,1 14,9 12,9 11,7	0,426 0,486 0,562 0,618	2,328 3,140 4,176 4,952

$$Q_{\mu}^{*}(t) = \overline{h}(t) \ln \frac{\overline{R}}{\overline{h}(t)} \left[ -1 + \sqrt{1 + K_{0}^{*}(t) / \overline{h}(t) [\ln \overline{R} / \overline{h}(t)]^{2}} \right];$$
(6.67)

безразмерный безводный дебит скважины, вскрывшей анизотропный пласт с подошвенной водой, определяется как

$$Q_{a_{\rm H}}^{*}(t) = -1 + \left\{ 1 + K_{0}^{*}(t)x(t)/\overline{h}(t)\ln\overline{R}\ln[R^{-x} - x(t)]/\overline{h}(t) \right\}^{0.5}.$$
 (6.68)

Значения параметров газа  $\mu(p)$  и z(p) определяют по методам, изложенным в [85]. Текущее пластовое давление в процессе разработки  $p_{nn}(t)$  можно определить либо из уравнения материального баланса, либо с помощью геологоматематической модели залежи или ее фрагмента в зоне расположения проектной скважины. Изменение газонасыщенной толщины пласта h(t) в процессе разработки также можно определить двумя способами:

путем использования приближенных методов продвижения подошвенной или контурной воды в газовую залежь и регулярным контролем промысловыми исследованиями газовых и пьезометрических скважин;

созданием геолого-математической модели скважины, куста или участка дренируемого скважинами УКПГ с учетом срока ввода новых скважин, кустов и соседних УКПГ. Контролем качества достоверности изменения h(t)должно служить воссоздание истории разработки залежи или ее фрагмента. Такой способ прогнозирования изменения h(t) при соответствующих исходных данных, использованных при моделировании, обладает очень высокой достоверностью.

Таким образом, при выполнении в проекте расчетов величин  $\mu(p)$ , z(p),  $p_{n\tau}(t)$ , h(t), а также  $\sigma_{rp}(p)$  и  $\sigma_{s}(t)$  прогнозируется характер изменения  $Q_{n}$   $_{6}(t)$  с приемлемой для проекта точностью. Слова «с приемлемой точностью» в данном случае означают, что имеется целый ряд исходных данных, практически не определяемых лабораторными и промысловыми исследованиями. К таким параметрам относятся, прежде всего, вертикальные проницаемости каждого пропластка, фазовые проницаемости в вертикальном направлении по пропласткам, газоводонасыщенности этих пропластков, степень истощения каждого пропластка и перепада давления между ними и т.д.

Номер УКПГ											
	5			6		7					
htek	а	$b \cdot 10^{-3}$	h <sub>tek</sub>	а	<i>b</i> ·10 <sup>-3</sup>	h <sub>tek</sub>	а	$b \cdot 10^{-3}$			
49.7 49,6 48,4 46,7 44,4 41,9 39,1 36,3 33,5 30,5 27,6 24,8 22,1 19,6 47,4	- 0,245 0,239 0,240 0,255 0,268 0,285 0,306 0,331 0,362 0,400 0,445 0,499 0,564 0,636	0,376 0,378 0,396 0,426 0,470 0,529 0,606 0,706 0,829 0,997 1,217 1,508 1,896 2,146 2,068	40,1 39,1 37,7 35,7 33,4 31,0 28,3 25,7 23,0 20,3 17,7 15,4 13,9 13,4 13,0	- 0,330 0,332 0,342 0,358 0,381 0,410 0,447 0,493 0,550 0,625 0,718 0,826 0,913 0,950	- 0,405 0,421 0,457 0,509 0,580 0,667 0,985 1,225 1,578 2,080 2,739 3,344 3,612 3,907	- 29,7 28,8 27,7 26,3 24,8 23,3 21,7 20,0 12,3 16,6 15,0 13,8 13,0 12,5 12,1	- - 0,384 0,406 0,425 0,448 0,477 0,512 0,554 0,604 0,666 0,737 0,803 0,854	- - - - - - - - - - - - - - - - - - -			





Ниже в качестве примера приведены результаты прогнозных расчетов по определению предельно безводных дебитов скважин одной из УКПГ газового месторождения Севера Тюменской области. Предварительные расчеты по изменению коэффициентов фильтрационного сопротивления а и b в процессе разработки приведены в табл. 6.3. Расчеты выполнены по формуле для изотропного пласта с использованием контрольных измерений h(t), а затем воспроизведением истории разработки месторождения с помощью геолого-математической модели участка каждого УКПГ с учетом их взаимодействия. Результаты этих расчетов по УКПГ-1,2 и 3 с 1988 по 2004 гг. приведены в табл. 6.4, а подъем ГВК в зоне, дренируемой УКПГ-2, показан на рис. 6.14.

На рис. 6.15 показано изменение предельно безводного дебита скважин при подвижном (сплошные линии) и неподвижном (пунктир) контактах газ вода. Если в проекте разработки безводные дебиты определены без применения геолого-математических моделей, то такие прогнозные расчеты для средней проектной скважины необходимы, так как эти зависимости показывают минимально возможные дебиты скважин. Весьма показательной является зависимость предельного безводного дебита от изменения пластового давления с подвижным и неподвижным контактами газ - вода. При построении линии 2, показанной на рис. 6.16, текущее вскрытие пласта скважиной h<sub>вс</sub> в процессе раз-

Номер УКПГ	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004
1	1,0/44,5	2,0/44,0	5,4/42,5	10/40,2	16/37,4	23/34,2	30/31	37/27	45/24
2	0,2/50,3	0,7/50	3,9/48,7	8,2/47,3	13,3/45,7	19,1/43,8	25,3/41,8	31/40	38/38
3	0,7/30	3/28,8	6,1/27,6	9,6/26,3	13,4/24,8	17,4/23,3	21,6/21,7	26/20	30/18,4

Таблица 6.4


Рис. 6.15. Зависимость предельного безводного дебита вертикальной скважины от относительного вскрытия пласта при подвижном (сплошные линии) и неподвижном (пунктирные линии) контактах газ – вода: 1-5 соответственно при  $p_{n,1} = p_{\mu} = 30,2;$  25,7; 21,9; 18,1 и 14, 4 МПа



Рис. 6.16. Зависимость предельного безводного дебита скважины от пластового давления при различном контакте газ - вода: 1 – при неподвижном; 2 – при подвижном



Рис. 6.17. Зависимость предельного безводного дебита скважины от пластового давления для различных значений параметра анизотропии:

$$1 - \kappa = 1, h_0 = 50 \text{ m}; 2 - \kappa = 0.5 \text{ H} h(t); 3 - \kappa = 0.1 \text{ H} h(t)$$

работки сохранено без изменений, т.е.  $h_{\rm BC}$  = const. Поэтому по мере приближения контакта газ – вода к нижней границе интервала перфорации предельно безводный дебит интенсивно снижается, что является результатом снижения с такой же интенсивностью допустимой депрессии на пласт  $\Delta p_{\rm доп} = 0,1[\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp}(p)][h(t) - h_{\rm B}]g/\eta$ . В случае, когда контакт газ – вода неподвижен, происходит снижение дебита только из-за снижения пластового давления. Аналогичные кривые для анизотропного пласта приведены на рис. 6.17.

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНОГО БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА СКВАЖИН

Сохранение предельно безводных дебитов скважин на уровне начального их значения, а при возможности их увеличение является одной из основных задач проектировщика. Исходя из показанных на рис. 6.13 зависимостей, нетрудно установить, что для любой скважины, независимо от параметров вскрываемого пласта, существует возможность выбрать такое вскрытие, при котором  $Q_{n}$  6 будет максимальной. Степень вскрытия пласта скважиной, при которой  $Q_{n}$  6 будет максимальной, следует считать оптимальной ( $\bar{h}_{out}$ ). На рис. 6.13 указаны значения относительного оптимального вскрытия кривых 1–5, при которых  $Q_{n 6} = Q_{n 6 \text{ мах}}$ .

Таким образом, одним из способов получения максимального безводного дебита проектных скважин является отыскание величины оптимального вскрытия пласта.

Другим способом увеличения предельно безводного дебита скважин является создание искусственного непроницаемого экрана между контактом газ – вода и дном скважины, точнее, нижней границей интервала перфорации.

1. Определение  $h_{on}$  для получения  $Q_{n \ 6 \ Max}$ . Для определения  $h_{on}$  рассмотрим два метода определения  $\bar{h}_{on}$ , предложенные в работе [86]: графический и аналитический. Согласно графическому методу по известным коэффициентам фильтрационного сопротивления  $a^*$  и  $b^*$ , толщине газоносного пласта, пластовому давлению, плотностям воды и газа в пластовых условиях, задаваясь произвольными значениями  $h_{\rm B}$  в диапазоне  $0 \le h_{\rm B} \le h$ , следует строить зависимости  $Q_{\rm n \ 6}$  от  $\bar{h}$ . По полученным зависимостям, проведя касательную, параллельную оси абсцисс (ось  $\bar{h}$ ) определяют точку, соответствующую  $\bar{h}_{\rm on}$ , как это показано на рис. 6.13.

Согласно аналитическому методу, уравнения (6.50) или (6.58) следует продифференцировать по h, затем полученное уравнение приравнять нулю и из этого равенства искать толщину h, которая будет соответствовать  $h_{on}$ . Однако, как показали исследования, проведенные З.С. Алиевым [93], такие математические выкладки с уравнениями (6.50) и (6.58) не позволяют определить величину  $h_{on}$  аналитически. Поэтому предлагается приближенный метод определения  $h_{on}$  аналитическим путем с точностью до 7 %. Эта формула имеет вид:

$$h_{\rm ou} = 0.55 \left\{ 0.6h + a^{*2} \eta/b^* p_{\rm n,n} g[\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp}(p)] - \left[ [0.6h + a^{*2} \eta/b^* p_{\rm n,n} g[\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp}(p)] \right]^2 - 0.36h^2 \right]^{0.5} \right\}.$$
(6.69)

2. Определение величины оптимального вскрытия пласта на стадии проектирования разработки залежи. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений величина вскрытия газоносного пласта выбирается, как правило, интуитивно. Такой подход, если и оправдан в большинстве случаев, то недопустим при возможности обводнения скважин подошвенной водой.

При наличии подошвенной воды и опасности обводнения скважин ею следует заблаговременно определить и рекомендовать оптимальную величину вскрытия на стадии проектирования. При этом надо исходить из того, что любое месторождение имеет определенную геометрическую форму и может быть отнесено к залежам массивного или пластового типов, показанным на рис. 6.10.

Характер изменения относительного оптимального вскрытия пласта в процессе разработки показан на рис. 6.18.

При угле наклона залегания кругового изотропного пласта массивного типа или приконтурной части залежи пластового типа  $\beta$  толщину газонасыщенного пласта от контура до купола определяют по формуле

$$h(R) = (R_{\rm kr} - R) \operatorname{tg} \beta, \qquad (6.70)$$

где  $R_{\rm kr}$  – радиус внешнего контура газоносности, R – переменный радиус.

При  $R = R_{\rm kr}$  толщина газоносной части пласта  $h(R_{\rm kr}) = 0$ . Если месторождение имеет форму эллипсоида с разными углами наклона вдоль продольной и поперечной осей, то изменение h(R) следует определить по направлениям, где предусмотрено размещение проектных скважин.

Оптимальная величина вскрытия пласта проектными скважинами должна быть приближенно определена по формуле

$$h_{\rm ou} = 0.55 \left\{ 0.6(R_{\rm kr} - R) tg\beta + \frac{a^{*2}\eta}{b^* p_{\rm n,n}g(\rho_{\rm g} - \rho_{\rm rp})} - \sqrt{\left[ 0.6(R_{\rm kr} - R) tg\beta + \frac{a^{*2}\eta}{b^* p_{\rm n,n}g(\rho_{\rm g} - \rho_{\rm rp})} \right]^2 - 0.36[(R_{\rm kr} - R) tg\beta]^2} \right\}$$
(6.71)

или графоаналитическими методами, изложенными выше. При этом в зависимости от места размещения проектной скважины, величина h должна быть заменена на h(R), определенную из равенства (6.70).

Изменение оптимальной величины вскрытия пласта в процессе разработ-



ки скважины. В предыдущем пункте речь шла об определении текущей оптимальной величины вскрытия пласта. В процессе разработки по мере подъема ГВК уменьшается газонасыщенная толщина пласта h, и поэтому при постоянной величине  $h_{\rm B}$  разность между  $\Delta h(t) = h(t) - h_{\rm B}$  непрерывно уменьшается. Эта разность предопределяет величину допустимой депрессии на пласт. Если синхронно с уменьшением во времени h(t) уменьшить  $h_{\rm B}(t)$ , то можно добиться постоянства  $\Delta h$ , следовательно, снизить темп падения величины допустимой депрессии на пласт. Как видно из формулы (6.55), темп снижения депрессии на пласт зависит не только от постоянства  $\Delta h$ , но и от падения пластового давления. Поэтому сохраняя  $\Delta h$  в процессе разработки, как можно дольше сохраняют замедленный темп падения  $\Delta p_{\pi \circ \pi}$ , а, следовательно, и дебиты скважин. На рис. 6.19 показан характер первоначально установленной величины  $h_{
m orr}$  при подъеме контакта газ – вода в процессе разработки фрагмента газового месторождения. Кривая 1 получена для случая, когда h(t), т.е. газонасыщенная толщина, в процессе разработки уменьшается в результате подъема ГВК, но вскрытая толщина пласта скважиной h<sub>вс</sub> остается постоянной. Поэтому определенная в начале разработки  $\bar{h}_{out}$  приближается к единице, т.е.

 $\bar{h}_{\rm out} = h_{\rm BC}/h(t),$ 

и когда

$$\overline{h}_{BC} = h(t), \quad \overline{h}_{ONT} = 1. \quad (6.72)$$

Кривая 2 получена для случая, когда одновременно с уменьшением h(t) уменьшается  $h_{\rm Bc}(t)$ . Тогда первоначальное отношение  $\overline{h}_{\rm опн}$  сохраняется постоянным, т.е.

$$\bar{h}_{our} = h_{\rm BC}/h(t) = \text{ const.}$$
(6.73)

В проекте при неизбежности подъема ГВК в процессе разработки необходимо рекомендовать режим работы проектных скважин с постоянным  $\bar{h}_{onn}$  = const, что позволит практически до конца разработки избежать обводнения скважин подошвенной водой.

В качестве примера на рис. 6.20 показан вариант технологического режи-



Рис. 6.19. Изменение предельно безводного дебита скважин различных УКПГ в процессе разработки и его регулирование путем изменения  $h_{\rm sc}(t)$ :

1, 2 – изменение предельно безводного дебита; 3 – изменение толщины вскрытия пласта синхронно подъему ГВК Рис. 6.20. Схема скважины с неограниченной перегородкой между интервалом перфорации и контактом газ – вода: I – зона с перегородкой; II – зона за пределами перегородки



ма работы скважины одного из месторождений Севера Тюменской области. Синхронный подъем  $h_{\rm sc}(t)$  осуществляется путем установки цементных (или других) стаканов. Увеличение предельного безводного дебита газовых скважин достигается за счет создания искусственных непроницаемых перегородок между нижней границей перфорации и контактом газ – вода, что затрудняет попадание подошвенной воды к скважине из зоны с наибольшей высотой конуса воды. Схематично такая перегородка (экран) показана на рис. 6.20. Основным параметром экрана является не толщина, а его радиус  $R_{\rm n}$ . Для искусственно созданной перегородки с радиусом, равным  $R_{\rm n}$ , предельно безводный дебит скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой, следует определить по формуле (за пределами перегородки):

$$Q_{\mu b} = a^* Q^*_{\mu} R_{\mu} / 2b^*, \qquad (6.74)$$

где  $R_n$  — радиус искусственно созданной непроницаемой перегородки;  $Q_n^*$  — безразмерный безводный дебит скважины с перегородкой радиуса  $R_n$ , определяемый по формуле

$$Q_{\pi}^{*} = \overline{h} \ln \frac{\overline{R}_{\pi}}{\overline{h}} \left[ -1 + \sqrt{1 + K_{on}x / \overline{h} \left( \ln \overline{R}_{\pi} / \overline{h} \right)^{2}} \right];$$
(6.75)

 $\overline{R}_{II} = R_{\kappa}/R_{\pi} \quad \varkappa \quad K_{o\pi} = 4b^* D/a^{*2} R_{\pi}.$ (6.76)

В пределах перегородки (см. рис. 6.20) приток газа будет определяеться формулой

$$p_{R_{\rm fl}}^2 - p_{\rm s}^2 = a_1^* Q_{\rm n6} \ln R_{\rm tr} / R_{\rm c} + b_1^* Q_{\rm np}^2 \left( \frac{1}{R_{\rm c}} - \frac{1}{R_{\rm fl}} \right). \tag{6.77}$$

Совместным решением уравнений (6.74) и (6.77) притока газа к скважине с искусственной перегородкой получен предельный безводный дебит скважины:

$$p_{n\pi}^{2} - p_{3}^{2} = a^{*}Q_{n6} \left[ \ln \frac{\overline{R}_{n} - x}{\overline{h}} - \frac{1}{\overline{h}} \ln \overline{R}_{n} \right] + \frac{b^{*}Q_{np}^{2}}{R_{n}} \left[ \frac{1}{\overline{h}} - \frac{1}{\overline{R}_{n} - x} - \frac{\overline{R}_{n} - 1}{\overline{h}} \right]$$
(6.78)

И

$$Q_{n6} = \left[ -a + \left[ a^2 + 4b\Delta p_{A^{01}}^2 \right]^{0.5} \right] / 2b,$$
 (6.79)

где

$$a = a^{*} \left[ \ln \frac{\overline{R}_{n} - x}{\overline{h}} + \frac{1}{\overline{h}} \ln \overline{R}_{n} \right]; \qquad (6.80)$$

$$b = b^* \left[ \frac{1}{\overline{h}} - \frac{1}{\overline{R}_n - x} + \frac{\overline{R}_n - 1}{\overline{h}} \right] / R_n; \qquad (6.81)$$

На примере расчета предельно безводного дебита скважины с искусственной перегородкой показана зависимость  $Q_{n6}$  от радиуса перегородки  $R_n$  (рис. 6.21). Видно, что в интервале  $R_c \leq R_n \leq 10$  м предельно безводный дебит интенсивно растет (примерно в 6 раз), а дальнейшее увеличение  $R_n$  приводит к менее интенсивному росту  $Q_{n6}$ . Это отчасти связано с тем, что при больших радиусах перегородки зона I (см. рис. 6.20) пропускает через себя  $Q_{n6}$  с большими потерями давления. Поэтому целесообразнее создавать перегородки радиусом не более 10 м.

Объем экранирующей жидкости (цементный раствор, высоковязкая жидкость – нефть или гель, смолы и т.д.) для создания перегородки определяют исходя из баланса

$$V_{\rm *} = \pi h_{\rm m} (m \alpha_{\rm r} R_{\rm m}^2 - R_{\rm c}^2), \qquad (6.82)$$

где  $h_{\rm n}$  – толщина перегородки; m – пористость;  $\alpha_{\rm r}$  – газонасыщенность зоны закачки жидкости;  $R_{\rm n}$ ,  $R_{\rm c}$  – радиусы перегородки и скважины. Приемистость жидкости, закачиваемой для создания непроницаемой перегородки, можно определить по формуле

$$Q_{\mathbf{x}} = 2\pi K h_{\mathbf{n}} [1 - \exp\left(\alpha p_{\mathbf{3}} - p_{\mathbf{n}\mathbf{n}}\right)] / \alpha \mu_{\mathbf{x}} \ln \overline{R}_{\mu}, \qquad (6.83)$$

где α — коэффициент, характеризующий зависимость проницаемости от давления; μ<sub>ж</sub> — вязкость закачиваемой жидкости.

Естественно, что при закачке жидкости нельзя гарантировать образование идеальной формы круга радиусом  $R_n$ . Такое может быть только в идеально однородном пласте с одинаковыми формами и размерами каналов. Поэтому в проекте следует заложить коэффициент удачности таких операций в скважин, в которых проводится операция по созданию перегородки (экрана).

Горизонтальные скважины. При вскрытии нефтегазоносных пластов вертикальными скважинами между степенью вскрытия и создаваемой на пласт депрессией, величина которой непосредственно связана с вскрытием и дебитом скважины, имеется жесткая связь. В вертикальных скважинах с увеличением степени вскрытия уменьшаются величина допустимой депрессии на пласт и значения коэффициентов несовершенства по степени вскрытия пласта. Но существенное уменьшение допустимой депрессии на пласт к снижению



безводного дебита. Уменьшение степени вскрытия пласта приводит к увеличению депрессии на пласт и еще более интенсивному увеличению коэффициентов несовершенства, и поэтому происходит уменьшение безводного дебита.

В горизонтальных скважинах, вскрывших пласты с подошвенной водой, дебит скважины зависит в большей степени от длины горизонтального ствола и в меньшей — от величины допустимой депрессии на пласт. Поэтому безводные дебиты горизонтальных скважин даже при весьма незначительных депрессиях на пласт могут быть большими.

Одной из основных особенностей горизонтальной скважины является распределение забойного давления по горизонтальному стволу. Если в горизонтальную часть скважины не спущены фонтанные трубы (рис. 6.22), то минимальное забойное давление будет у начала горизонтального ствола и, следовательно, допустимая депрессия на пласт должна быть определена, исходя из величины забойного давления в начале горизонтального участка. Если горизонтальная часть ствола оборудована фонтанными трубами, то величина допустимой депрессии на пласт должна быть определена исходя из величины забойного давления у башмака фонтанных труб.

Для определения безводного дебита горизонтальной скважины, полностью вскрывшей полосообразный пласт с подошвенной водой (см. рис. 6.22), допустим, что потери давления в горизонтальном стволе незначительны и ими можно пренебречь. Тогда предельный безводный дебит горизонтальной скважины, расположенной на произвольном расстоянии от кровли анизотропного пласта, будет определяться (см. рис. 6.22) по формуле:

$$Q_{6} = \sum_{i=1}^{2} \frac{\left[a_{i}^{2} + 4b_{i}\left(p_{n\pi}^{2} - p^{2}\right)\right]^{0.5} - a_{i}}{2b_{i}}.$$
(6.84)

Если горизонтальный ствол расположен на произвольном расстоянии от кровли, то

$$a_{i} = \frac{a^{\star}}{L} \left[ \frac{2}{\varkappa h_{i}} \left( \varkappa h_{i} + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + \varkappa h_{i}} \right) + \frac{R_{\kappa} - \varkappa h_{i}}{R_{c} + \varkappa h_{i}} \right];$$
(6.85)

$$b_{i} = \frac{b^{*}}{2L^{2}} \left[ \frac{2}{\varkappa h_{i}} \left( \ln \frac{R_{c} + \varkappa h_{i}}{R_{c}} - \frac{\varkappa h_{i}}{R_{c} + \varkappa h_{i}} \right) + \frac{R_{\kappa} - \varkappa h_{i}}{R_{c} + \varkappa h_{i}} \right].$$
(6.86)

Если горизонтальный ствол расположен у кровли пласта, то

$$a_1 = \frac{a^*}{LR_c}$$
  $H b_1 = \frac{b^*}{2L^2R_c^2};$  (6.87)

$$a_{2} = \frac{a^{*}}{L} \left\{ \frac{2}{\varkappa(h-2R_{c})} \left[ \varkappa(h-2R_{c}) + R_{c} \ln \frac{R_{c}}{R_{c} + \varkappa(h-2R_{c})} \right] + \frac{R_{\kappa} - \varkappa(h-2R_{c})}{R_{c} + \varkappa(h-2R_{c})} \right\};$$
(6.88)

$$b_{2} = \frac{b^{*}}{2L^{2}} \left\{ \frac{2}{\varkappa(h-2R_{c})} \left[ \ln \frac{R_{c} + \varkappa(h-2R_{c})}{R_{c}} - \frac{\varkappa(h-2R_{c})}{R_{c} + \varkappa(h-2R_{c})} \right] + \frac{R_{\kappa} - \varkappa(h-2R_{c})}{R_{c} + \varkappa(h-2R_{c})} \right\};$$
(6.89)

$$a^* = \mu z p_{\rm ar} T_{\rm III} / k T_{\rm cr}; \quad b^* = \rho_{\rm cr} p_{\rm ar} z T_{\rm III} / l T_{\rm cr}.$$
 (6.90)

Значение  $\left(p_{_{\pi\pi}}^2 - p_{_{3\mathrm{fl}}}^2\right)$  в формуле (6.84), определяется из выражения

$$p_{n,n}^2 - p_{n,n}^2 = \Delta p (2p_{n,n} - \Delta p), \qquad (6.91)$$

где  $p_{33}$  — допустимое забойное давление при наличии подошвенной воды у начала горизонтального ствола, когда скважина не оборудована фонтанными трубами, или у башмака труб, если горизонтальный ствол оборудован фонтанными трубами.

Величина Δ*p* согласно схеме, показанной на рис. 6.22, будет определяться формулой

$$\Delta p = (\rho_{\rm B} - \rho_{\rm rp})gh_2, \tag{6.92}$$

где  $\rho_{\rm B}$  — плотность пластовой воды;  $\rho_{\rm rp}$  — плотность газа в пластовых условиях; g — ускорение свободного падения;  $h_2$  — толщина пласта от контакта газ — вода до горизонтального ствола.

По формуле (6.81) с учетом (6.92) были определены безводные дебиты





Рис. 6.23. Зависимость безводного дебита горизонтальной скважины от расстояния между ствостволом и ГВК: 1 - L = 300 м; 2 - L = 500 м

Рис. 6.24. Величины предельно безводного дебита горизонтальной скважины, полученные приближенным (сплошные линии) и точным (пунктирные линии) методами на различных стадиях разработки залежи на разных расстояниях между стволом и ГВК

при исходных данных:  $R_{\kappa} = 500$  м;  $R_{c} = 0,1$  м; L = 300 и 500 м;  $p_{\pi\pi} = 14,6$  МПа; h = 10 м;  $a^{*} = 6,296$ ;  $b^{*} = 0,0239$ ;  $\kappa = 1$  для различных  $h_2$ . Результаты расчетов показаны на рис. 6.23. Достоверность изложенного приближенного метода была проверена путем численного точного решения задачи о фильтрации газа к горизонтальной скважине, вскрывшей полосообразный пласт (см. рис. 6.22). Результаты численного и аналитического решения, полученные для одинаковых условий, приведены на рис. 6.24. Сравнение этих результатов показывает, что безводные дебиты, рассчитанные аналитическим методом, превышают безводные дебиты, рассчитанные численным методом, максимум на 5 %, и поэтому формула (6.84) рекомендуется для определения текущего безводного дебита горизонтальных скважин.

# 6.6. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Природные газы, представляющие собой смесь различных компонентов при наличии влаги и определенных давлениях и температурах, образуют гидраты. Из компонентов природного газа самостоятельно образуют гидраты метан, этан, пропан, изобутан, азот, диоксид углерода, сероводород и меркаптаны. При движении газа происходит изменение давления и температуры, что приводит к образованию гидратов на участке, где величины *p* и *T* соответствуют условию



Рис. 6.25. Номограмма для определения температуры гидратообразования сероводородсодержащих газов (а) и поправка на содержание в газе пропана (б)

гидратообразования. Это не означает, что для образования гидратов обязательно движение газа и изменение термодинамических условий. В мире существуют газогидратные залежи, освоение которых имеющимися методами в настоящее время нерентабельно.

Свойство газа образовывать гидраты должно быть учтено при обосновании технологического режима работы проектных скважин. При этом необходимо исходить из изменений давлений и температуры в системе «контур питания скважины — начало газопровода», прогнозируемых в проекте разработки за весь период эксплуатации месторождения, а также из результатов экспериментов по определению условий гидратообразования. Эти условия для газов различных месторождений могут быть определены при известной относительной плотности или известном составе газа по отдельным компонентам из графических зависимостей (рис. 6.25). Для газов, содержащих сероводород, условия гидратообразования могут быть определены из графической зависимости, показанной на рис. 6.25, *а*. Анализ результатов исследований, посвященных изуче-



нию влияния различных факторов на образование гидратов, показывает, что одним из компонентов, заметно влияющих на эти условия, является наличие в газе пропана. Учет влияния наличия пропана в составе газа на условие гидратообразования осуществляется согласно графику, показанному на рис. 6.26, б.

Обобщение экспериментальных данных для газов различных месторождений позволило предложить эмпирическую формулу для определения равновесной температуры гидратообразования:

$$T_{\mathbf{p}} = a \, \lg \, p \pm b, \tag{6.93}$$

где *а* и *b* коэффициенты, определяемые экспериментально для каждого месторождения. (Значения этих коэффициентов для наиболее крупных и типовых месторождений приведены в табл. 6.4).

В принципе нетрудно установить наиболее уязвимые с точки зрения образования гидратов места. К ним относятся призабойная зона пласта и ствол скважины. Повышенное внимание при проектировании следует обратить на возможность образования гидратов при небольших дебитах скважин, сравнительно низких пластовых температурах газа и высоких давлениях, а также на наличие в окружающей ствол скважины среде зоны многолетней мерзлоты.

На имеющихся в СНГ месторождениях температура газа в пласте колеблется в пределах  $120 \le T \le 142$  °C, а давление доходит до 80 МПа. Естественно, что при сравнительно низкой температуре газа в пласте, как, например, на Среднеботуобинском месторождении ( $T_{nn} = 12$  °C), и высоком давлении опасность образования возникает непосредственно в пласте, так как создание депрессии на пласт вызывает дополнительное снижение температуры газа в призабойной зоне. Поэтому на таких месторождениях температурный технологический режим работы скважин является определяющим.

При проектировании разработки месторождений с высокой температурой газа в пласте как, например, месторождений Астраханское, Карачаганакское и Шатлыкское, где температура газа в пласте  $T_{nn} \ge 80$  °C, возможность образования гидратов в системе «пласт – скважина» исключена. Следовательно, расчеты по безгидратному режиму работы пласта и скважины для таких условий не следует проводить.

Как правило, расчеты по температурному режиму проводятся не для того, чтобы, обнаружив возможность образования гидратов, ограничить производительность проектных скважин, а для того, чтобы определить возможное место образования гидратов и дать рекомендации по предотвращению гидратообразования. К таким рекомендациям относятся как изменение режима работы скважин (дебиты, давления, конструкции), так и использование различных ингибиторов — поглотителей влаги в газе. Выбор ингибитора зависит от состава газа и термодинамических условий, а также экономических показателей применяемых ингибиторов.

Оценка возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта. Для определения возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта необходимо использовать уравнения движения газа в пласте, распределения температуры при снижении давления и уравнение равновесного гидратообразования.

Прежде всего, надо исходить из того, что при работе скважины наибольший перепад давления в пласте имеет место у стенки скважины. Следовательно, самая низкая температура газа в зоне, дренируемой скважиной, будет у стенки, которая станет самой опасной зоной с точки зрения образования гидратов.

С учетом изложенного приведем основные уравнения по распределению давления и температуры в пласте:

$$p(R) = \left[ p_{\pi\pi}^2 - a_1 Q \ln \frac{R_{\kappa}}{R} - b_1 Q \ln \left( \frac{1}{R} - \frac{1}{R_{\kappa}} \right) \right]^{0.5}, \qquad (6.94)$$

где

$$a_{1} = \mu z p_{a\tau} T_{n\pi} / \pi k h T_{c\tau}; \quad b_{1} = \rho_{c\tau} p_{a\tau} z T_{n\pi} / 2\pi^{2} l h^{2} T_{c\tau}; \quad (6.95)$$

Q — проектный дебит скважины, задаваемый исходя из фильтрационных свойств пласта; R — переменный радиус, изменяющийся в пределах  $R_c \leq R \leq \leq R_{\kappa}$ . В случае, когда  $R = R_c$ , из формулы (6.94) можно определить забойное давление в скважине со скин-эффектом, равным нулю, и параметром анизотропии, равным единице.

Распределение температуры газа в пласте с приемлемой точностью определяется по формуле

$$T(R) = T_{n\pi} - D_i [p_{n\pi} - p(R)] \ln[1 + GC_p \tau / \pi h C_n R^2] / \ln(R_\kappa / R), \qquad (6.96)$$

где  $D_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона для пластовых условий; p(R) — давление, определяемое по формуле (6.94); G — дебит скважины в кг/ч;  $C_p$  — изобарная теплоемкость газа в пластовых условиях. Для используемого при расчете распределения давления дебит Q в тыс. м<sup>3</sup>/сут можно перевести в G по формуле

$$G = 54 \,\overline{\rho} \, Q, \tag{6.97}$$

 $\bar{\rho}$  — относительная плотность газа. Так как в пласте давление и температура в зоне, дренируемой скважиной, изменяются от  $p_3$  до  $p_{n_7}$  и от  $T_3$  до  $T_{n_7}$ , за пластовые условия можно принимать средние значения давления  $p_{cp} = (p_{n_7} + p_3)/2$  и температуры  $T_{cp} = (T_{n_7} + T_3)/2$ , а по этим значениям вычислить  $C_p(p_{cp}, T_{cp})$ . При небольших депрессиях на пласт (в пределах нескольких атмосфер) найденное по средним  $p_{cp}$  и  $T_{cp}$  значение  $C_p$  будет весьма близко к истинному. При больших депрессиях на пласт  $C_p$  следует определить по элементам зоны с радиусом  $R_c \leq R \leq R_k$ . Чем больше число элементов, тем ближе определяемая  $C_p$  к его истинной величине.

При  $R = R_c$  по формуле (6.96) можно найти потери температуры в результате снижения давления при пуске скважины в работу с дебитом Q:

$$\Delta T = T_{n\pi} - T_3 = T_{n\pi} - D_i [p_{n\pi} - p_3(R_c)] \ln [1 + GC_\rho \tau / \pi h C_n R^2] / \ln(R_\kappa / R). \quad (6.98)$$

Таким образом, в пласте, в частности у стенки скважины, где существует максимальная опасность образования гидратов, находят  $p_3$  и  $T_3$ .

Согласно формуле (6.93) равновесная температура гидратообразования в условиях  $p_3$  и  $T_3$  будет определяться равенством

$$T_{\rm p} = a \, \lg \, p_{\rm s} \pm b.$$
 (6.99)

Если при полученном  $p_3$ , температура  $T_p < T_3$ , то это означает, что гидраты в призабойной зоне не будут образовываться. Если  $T_p > T_3$  при заданном  $p_3$ , то необходимо периодически закачивать в призабойную зону антигидратные ингибиторы.

Оценка возможности образования гидратов в стволе скважин. Для определения возможности образования гидратов в стволе скважины следует исходить из наличия или отсутствия в окружающей ствол скважины среде многолетней мерзлоты. При проектировании разработки, как правило, в пределах площади проектируемого месторождения существует только один из вариантов: либо многолетняя мерзлота в разрезе отсутствует, либо имеется. Но при образовании гидратов наличие или отсутствие мерзлоты обусловливает выбор методики расчета распределения температуры газа по стволу скважины. Причем для горизонтальных скважин вариант с наличием мерзлоты в окружающей ствол скважины среде исключается.

Оценка возможности образования гидратов в стволе при отсутствии в разрезе многолетней мерзлоты. Для выяснения возможности образования гидратов в стволе при отсутствии в разрезе многолетней мерзлоты распределение давления по стволу определяется по формуле:

$$p_x = [p_y^2 e^{2s} + 1,377\lambda z_{cp}^2 T_{cp}^2 Q^2 (e^{2s} - 1) / d^5]^{0.5}, \qquad (6.100)$$

где  $p_x$  — давление на глубине x при отсчете от устья скважины;  $p_y$  — устьевое давление;  $z_{cp}$  — коэффициент сверхсжимаемости, определяемый одним из методов, изложенных в разделе 5.1.4:

$$s = 0,3415 \,\overline{\rho} \, x/z_{\rm cp} T_{\rm cp},$$
 (6.101)

где  $z_{cp}$  – является функцией  $p_{cp} = (p_y + p_x)/2$  и  $T_{cp} = (T_y + T_x)/2$ ;  $T_{cp}$  – средняя температура газа в интервале от устья до глубины x, определяемая по формуле  $T_{cp} = (T_y + T_x)/2$  (для расчета  $p_x$  значение  $T_x$  можно найти из прямой, соединяющей  $T_3$  и  $T_y$ , и отрезав эту прямую горизонтальной линией, проведен-

ной от глубины x); Q — дебит скважины; d — внутренний диаметр фонтанных труб.

Распределение температуры газа по стволу должно быть определено по формуле

$$T_{H-x} = T_{nn} - \Gamma(H-x) - \Delta T e^{-\alpha(H-x)} + \frac{1 - e^{-\alpha(H-x)}}{\alpha} \left[ \Gamma - D_{H-x} \frac{p_3 - p_{H-x}}{H-x} - \frac{A}{C_p} \right], \quad (6.102)$$

где  $T_{nn}$  — пластовая температура газа;  $\Gamma$  — геотермический градиент температуры, определяемый по формуле

$$T = (T_{nn} - T_{Hc})/(H - H_{Hc}), \qquad (6.103)$$

 $T_{\rm Hc}$  — температура нейтрального слоя на глубине  $H_{\rm Hc}$  от устья скважины; H-x — глубина скважины, на которую рассчитывается температура при отсчете от начала координат, расположенного условно на середине этажа газоносности. Глубина H-x, принятая для температуры T, мс, соответствует глубине x для давления, так как при расчете распределения давления отсчет идет от устья, где известно давление  $p_y$ , а при расчете распределения температуры в пласте из-за создаваемой депрессии на пласт, рассчитываемые по формуле (6.98);  $\alpha$  — параметр, определяемый по формуле

$$\alpha = 2\pi\lambda_{n} / GC_{p} f(\tau), \qquad (6.104)$$

где  $\lambda_{\pi}$  — теплопроводность горных пород, значение которой определяют по табличным данным или используя графические зависимости. При наличии в разрезе пластов с различными минералогическими и литологическими составами и насыщенностями величину  $\lambda_{\pi}$  следует определить как среднюю из выражения

$$\lambda_{\rm u} = \sum \lambda_{\rm u} h_i / \sum h_i, \qquad (6.105)$$

где  $\lambda_{ni}$  — теплопроводность *i*-го пласта с толщиной  $h_i$ . Значение G находят по формуле (6.97);  $C_p$  — теплоемкость газа, соответствующая термобарическим параметрам сечения на глубине x от устья, т.е.  $p_x$  и  $T_{H-x}$ ;  $f(\tau)$  — безразмерная функция времени для необсаженных скважин, определяемая по формуле

$$f(\tau) = \ln \left[ 1 + (\pi \lambda_n \tau / C_n R_c^2)^{0.5} \right]$$
или  
$$f(\tau) = \ln \left[ 1 + (\pi \lambda_n \tau / C_n R_c^2)^{0.5} \right] + \lambda_n / \alpha_c R_c.$$
(6.106)

В обсаженных скважинах функцию  $f(\tau)$  следует определять по формуле

$$f(\tau) = \lambda_{\mu} \left[ \frac{1}{\lambda_{c1}} \ln \frac{R_{c}}{R_{\kappa o, \pi}} + \frac{1}{\lambda_{\mu}} \ln \left( \sqrt{\frac{\pi \lambda_{\mu} \tau}{R_{c}^{2}}} \right) \right] + \lambda_{\mu} / \alpha_{\kappa o, \pi} R_{c}, \qquad (6.107)$$

 $\alpha_{\rm m}$  — коэффициент температуропроводности пород, м<sup>2</sup>/с, значения которого приведены для различных пород в табл. 6.5;  $\alpha_{\rm c}$  — коэффициент теплоотдачи на стенке скважины;  $\alpha_{\rm кол}$  — коэффициент теплоотдачи на внутренней стенке колонны;  $\lambda_{\rm c}$  — теплопроводность заполнителя заколонного пространства.

Для случая, когда проектная скважина оборудована фонтанными трубами, а в реальных условиях скважины оборудуются фонтанными трубами обязательно, значение функции  $f(\tau)$  определяется формулой

$$f(\tau) = \lambda_{\rm n} \left[ \frac{1}{\lambda_{\rm c}} \ln \frac{R_{\rm c}}{R_{\rm \phi}} + \frac{1}{\lambda_{\rm c1}} \ln \frac{R_{\rm c}}{R_{\rm Kon}} + \frac{1}{\lambda_{\rm n}} \ln \left( 1 + \sqrt{\frac{\pi \lambda_{\rm n} \tau}{R_{\rm c}^2}} \right) \right] + \lambda_{\rm n} / \alpha_m R_{\rm c}, \qquad (6.108)$$

где  $\lambda_{c1}$  — теплопроводность заполнителя межколонного (затрубного) пространства;  $\alpha_{\tau}$  — коэффициент теплоотдачи на стенке фонтанных труб. Значения коэффициентов  $\alpha_{c}$ ,  $\alpha_{\kappa o \pi}$  и  $\alpha_{\tau}$  находят из выражений

$$\alpha_{i} = \lambda_{b} \operatorname{Re}^{0.8} \operatorname{Pr}^{0.43} / 2R_{s}, \qquad (6.109)$$

где Re и Pr — соответственно числа Рейнольдса и Прандтля, определяемые по формулам

Re = 
$$2G/\pi R_{\rm p}\mu_{\rm d}$$
 и Pr =  $\mu_{\rm d}C_{\rm d}/\lambda_{\rm d}$ ; (6.110)

G — расход газа;  $\lambda_{\phi}$  — теплопроводность флюида заполнителя;  $C_{\phi}$  — объемная теплоемкость заполнителя;  $\mu_{\phi}$  — динамическая вязкость флюида заполнителя;  $R_{3}$  — эффективный радиус канала в круглой трубе, равный истинному значению радиуса. При движении флюида по кольцевому пространству с внешним и внутренним радиусами  $R_{1}$  и  $R_{2}$  вместо  $R_{3}$  получим

$$R_3 = R_1 - R_2. \tag{6.111}$$

При дебитах, характерных для газовых скважин, слагаемыми, связанными с величинами α<sub>i</sub>, обычно пренебрегают ввиду их малости.

По величине температуры самым опасным сечением ствола является устье, где  $T_y < T_x < T_3$ , а по величине давления — забой скважины, так как  $p_3 > p_p > p_y$ . Поэтому для нахождения глубины, где возможно образование гидрата, следует строить зависимости p(x), T(H-x) и  $T_p = f(p)$ . Такая зависимость, построенная для скважины одного из месторождений, показана на рис. 6.26. Заштрихованная зона является областью, где гидраты образуются и не разлагаются. Если такие термодинамические условия в стволе имеются, то необходима подача ингибитора в ствол скважины через ингибиторный клапан.

Оценки возможности образования гидратов в стволе при наличии в разрезе многолетней мерзлоты. При наличии многолетней мерзлоты в разрезе



Рис. 6.26. Определение возможности гидратообразования и глубины по стволу вертикальной скважины

возможность образования гидратов определяется путем использования уравнения распределения давления по стволу (6.100) и распределения температуры газа по стволу, имеющее вид:

в зоне отсутствия многолетней мерзлоты

$$T_{\rm HM} = T_{\rm III} - \Gamma(H - H_{\rm HM}) - \Delta T e^{-\alpha(H - H_{\rm IIM})} + \frac{1 - e^{-\alpha(H - H_{\rm IIM})}}{\alpha} \left[ \Gamma - D_{H - H_{\rm IIM}} \frac{p_3 - p_{\rm IIM}}{H - H_{\rm IIM}} - \frac{A}{C_p} \right],$$
(6.112)

где  $\Gamma$  -- геотермический градиент температуры в зоне, где отсутствует многолетняя мерзлота. Величину  $\Gamma$  в этом случае определяют из соотношения

$$\Gamma = \frac{T_{\rm a} - T_{\rm HM}}{H - H_{\rm HM}}; \tag{6.113}$$

 $T_{\rm HM}$  — температура земной коры на глубине  $H-H_{\rm HM}$ , соответствующей нижней границе мерзлоты (на территории России эта граница доходит до глубины 1300 м);  $H_{\rm HM}$  — глубина нижней границы мерзлоты при отсчете с устья скважины;  $\Delta T$  — потери температуры в пласте за счет снижения давления на забое. Значение  $\alpha$  в зоне отсутствия мерзлоты находят по формуле (6.104);  $D_{H-H_{\rm HM}}$  — коэффициент Джоуля — Томсона, определяемый для условий зоны отсутствия мерзлоты. Величина  $D_i$  зависит от давления, температуры и состава газа:

$$D_i = T_{\pi\kappa} f(D_i) / p_{\pi\kappa} C_p, \qquad (6.114)$$

где  $p_{\pi\kappa}$ ,  $T_{\pi\kappa}$  — псевдокритические давление и температура газа, которые определяют по табличным данным, исходя из состава газа;  $f(D_i)$  — функция, определяемая графически в зависимости от приведенных давления и температуры. Так как в зоне отсутствия многолетней мерзлоты давление изменяется от  $p_3$  до  $p_{\rm HM}$ , а температура — от  $T_3$  до  $T_{\rm HM}$ , для вычисления  $f(D_i)$  необходимы хотя бы средние значения давления и температуры  $p_{\rm cp} = (p_3 + p_{\rm HM})/2$  и  $T_{\rm cp} = (T_3 + T_{\rm HM})/2$ . По этим же термобарическим параметрам определяется изобарная теплоемкость газа  $C_p$ ; A — термический эквивалент работы, равный 1/427.

Определив распределение давления по всему стволу и температуры до нижней границы мерзлоты, необходимо вычислить распределение температуры в зоне мерзлоты, используя при этом формулу

$$T_{x} = T_{\rm HM} - \Gamma_{\rm M} x + \frac{1 - e^{-\alpha_{\rm M} x}}{x} \bigg[ \Gamma_{\rm M} - D_{x} \frac{p_{\rm HM} - p_{x}}{x} - \frac{A}{C_{p}} \bigg] \beta, \qquad (6.115)$$

где  $\Gamma_{\rm M}$  — геотермический градиент температуры мерзлой зоны, определяемый по формуле

$$\Gamma_{\rm M} = (T_{\rm HM} - T_{\rm HC})/(H_{\rm HM} - h_{\rm Hc}),$$
 (6.116)

 $h_{\rm Hc}$  — глубина нейтрального слоя;  $T_{\rm Hc}$  — температура нейтрального слоя; x — расстояние от сечения  $H_{\rm HM}$  к устью, на котором определяется искомая температура T;  $D_x$  — коэффициент Джоуля — Томсона для участка от  $H_{\rm HM}$  до x (в направлении к устью скважины);  $p_{\rm HM}$ ,  $p_x$  — соответственно давления на глубине нижней границы мерзлоты и на расстоянии x от нижней границы мерзлоты;  $\beta$  — поправка на среднегодобую температуру  $\beta = [(T_{\rm M} - T_{\rm cr})/T_{\rm cr}]^2$ , где  $T_{\rm M}$ ,  $T_{\rm cr}$  — соответственно температуры мерзлого грунта и среднегодовая поверхности почвы;  $\alpha_{\rm M}$  — коэффициент, определяемый по формуле

$$\alpha_{\rm M} = 2\pi \lambda_{\rm M} / G C_p f_{\rm M}(\tau), \qquad (6.117)$$

 $\lambda_{\rm M}$  — коэффициент теплопроводности мерзлых пород. Функция  $f_{\rm M}(\tau)$  для зоны мерзлоты должна быть определена по формуле

$$f_{\rm M}(\tau) = \ln \left[ 1 + \sqrt{\pi \lambda_{\rm M} \tau / C_{\rm M} R_{\rm c}^2} \right], \qquad (6.118)$$

где С<sub>м</sub> – теплоемкость мерзлых пород.

#### ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В СТВОЛЕ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Расчеты по оценке возможности образования гидратов в наклонных скважинах идентичны расчетам, изложенным для вертикальных скважин. Отличительной чертой метода расчета распределения давления и температуры является только то, что формула для определения давления по наклонному стволу будет иметь вид

$$p_x = \left[ p_y^2 e_{\mu}^{2s_{\text{Bx}}} + \theta_{\mu} Q^2 \right], \qquad (6.119)$$

где

$$s_{\rm H} = 0,03415\overline{\rho}H_{\rm BX}/z_{\rm cp}T_{\rm cp},$$
 (6.120)

 $H_{\rm bx}$  — вертикальная глубина сечения x от устья скважины;  $z_{\rm cp}$  — средний коэффициент сверхсжимаемости на участке от устья до глубины x по вертикали.

Второе слагаемое в уравнении (6.119), в отличие от первого слагаемого, связанного с давлением столба газа и зависящего только от вертикальной глубины, отражает давление, связанное с движением газа, и поэтому зависит от длины пути движения. Поэтому в параметр  $\theta_{\rm H}$  входит не глубина x по вертикали от устья, а длина L от устья до глубины x:

$$\theta_{\mu} = 1,377\lambda z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2s_L} - 1)/d^5, \qquad (6.121)$$

где

$$s_L = 0,03415\overline{\rho}L/z_{\rm cp}T_{\rm cp};$$
 (6.122)

*L* – длина наклонного ствола от устья до глубины *x* по вертикали.

Если скважина наклонная, начиная от устья, то формулы (6.119)-(6.122) справедливы для любого сечения ствола, а если ствол скважины сначала вертикальный, а затем искривляется и получает постоянный угол наклона, то величину *L* следует определить по формуле

$$L_{\rm ob} = L_{\rm B} + L_{\rm HCK} + L_{\rm H}, \tag{6.123}$$

где  $L_{\rm B}$ ,  $L_{\rm HCK}$ ,  $L_{\rm H}$  — соответственно длины участков вертикальной, искривленной и строго наклонной частей ствола. При расчетах распределения давления на вертикальном участке ствола длина  $L_{\rm B}$  будет равна глубине x; на искривленном участке  $L_{\rm o6} = L_{\rm B} + \Delta L_{\rm HC}$  (на нижней границе искривленного участка  $L_{\rm o6} = L_{\rm B} + L_{\rm HC}$ ) и на наклонном участке

$$L_{\rm o6} = L_{\rm B} + L_{\rm HCK} + \Delta L_{\rm H}. \tag{6.124}$$

557

При расчетах распределения температуры газа по наклонному стволу формула для определения  $T_x$  в случае отсутствия мерзлоты в разрезе будет иметь вид

$$T_{x} = T_{\pi\pi} - \Gamma(L_{06} - L_{x}) + \Delta T e^{-\alpha(L_{06} - L_{x})} + \frac{1 - e^{-\alpha(L_{06} - L_{x})}}{\alpha} \left[ \Gamma - D_{(L_{06} - L_{x})} \frac{p_{3} - p_{L_{06} - L_{x}}}{L_{06} - L_{x}} - \frac{A}{C_{p}} \right],$$
(6.125)

где  $L_{o6}$  — общая длина ствола,  $L_x$  — длина ствола от забоя до сечения глубиной х по вертикали. Остальные обозначения в сущности такие же, как и расчеты распределения температуры по вертикальной скважине.

При наличии в разрезе многолетней мерзлоты распределение давления по стволу будет таким же, как и в случае отсутствия мерзлоты и рассчитывается по формуле (6.119). Распределение температуры газа по стволу рассчитывается ниже зоны многолетней мерзлоты по формуле

$$T_{\rm HM} = T_{\rm H\pi} - \Gamma (L_{\rm o6} - L_{\rm HM}) + \Delta T e^{-\alpha (L_{\rm o6} - L_{\rm HM})} + \frac{1 - e^{-\alpha (L_{\rm o6} - L_{\rm HM})}}{\alpha} \left[ \Gamma - D_{(L_{\rm o6} - L_{\rm HM})} \frac{p_3 - p_{L_{\rm o6} - L_{\rm HM}}}{L_{\rm o6} - L_{\rm HM}} - \frac{A}{C_p} \right],$$
(6.126)

где  $L_{\text{вм}}$  — расстояние от забоя (от середины интервала перфорации) до любого сечения ниже нижней границы мерзлоты. В пределах мерзлоты температура газа по стволу будет определяться равенством

$$T_{\rm HM} = T_{\rm ILT} - \Gamma(L'_{\rm HM} + x) + \frac{1 - e^{-\alpha(L'_{\rm HM} + x)}}{\alpha_{\rm M}} \bigg[ \Gamma_{\rm M} - D_{L'_{\rm HM}} \frac{p_{\rm HM} - p_{x}}{L'_{\rm HM} - x} - \frac{A}{C_{p}} \bigg] \beta, \qquad (6.127)$$

где  $L'_{\rm HM}$  — расстояние от забоя до нижней границы мерзлоты при отсчете от забоя, т.е. когда начало координат находится на сечении, соответствующем середине интервала перфорации; x — расстояние от нижней границы многолетней мерзлоты до произвольного сечения. В предельном случае ( $x = L_{\rm o6} - L'_{\rm HM}$ ) вместо  $T_x$  получим  $T_y$ .

Для наклонных скважин, также как и для вертикальных, условие образования гидратов по стволу будет определяться из графика зависимости  $p_x = f(x)$  и  $T_x = f(x)$ , а также  $T_p = f[p_x(x)]$ , который показан на рис. 6.26 для вертикальных скважин.

В заключение следует отметить, что условие образования гидратов в горизонтальном стволе практически можно не рассматривать в проекте разработки, если температура газа в пласте превышает 20 °C. Такое благоприятное условие с точки зрения безгидратного режима в горизонтальных стволах связано с тем, что в горизонтальных стволах снижение температуры происходит только за счет потерь давления при движении газа от торца до переходной зоны, где ствол из горизонтального положения переходит в вертикальное. Поэтому при изучении возможности образования гидратов в горизонтальных скважинах следует условие гидратообразования искать не в горизонтальной части ствола, а в вертикальной, используя формулы, приведенные выше для наклонных и вертикальных скважин. При этом в качестве отправной точки по величине давления и температуры следует использовать их значения в начале горизонтальной части ствола.

#### СНЯТИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН ПРИ ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ

Выше было показано, что температурный режим работы газовых и газоконденсатных скважин определяют, в основном исходя из возможности образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважин, а также, в некоторых случаях, из условия отделения влаги в газе на промысловых установках. Возможность образования гидратов при больших или меньших дебитах, устанавливаемую по другим факторам, влияющим на производительность скважин, но создающим условия для образования гидратов, можно исключить: 1) применяя ингибиторы гидратообразования; 2) изменяя конструкцию скважин так, чтобы снизить теплообмен между стволом скважины и окружающей ее средой, т.е. путем создания теплоизолированных конструкций; 3) путем спуска в скважину нагревательного оборудования и т.д. Известно, что одним из основных факторов, обусловливающих возможность образования гидратов, является наличие в газе влаги.

Влагосодержание газа характеризуется концентрацией воды в паровой фазе системы газ – вода. Влажность газа выражается весом паров воды в единице объема газа при стандартных условиях в виде  $г/м^3$  или кг/1000 м<sup>3</sup>. Влажность газов зависит от давления, температуры, состава газа, количества солей, растворенных в воде и т.д.

Определение влагосодержания газов не представляет особой трудности и производится экспериментально, по аналитическим формулам и по номограммам. При необходимости ввода ингибитора гидратообразования расход ингибитора находят, исходя из известной величины влагосодержания газа. Основными ингибиторами, применяемыми в газовой промышленности, являются метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли: этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

В случае применения хлористого кальция необходимо учесть, что при весовой концентрации хлористого кальция более чем 35 % происходит выделение из раствора кристаллов при температуре, близкой к 0 °С. С целью снижения коррозионной активности раствора хлористого кальция необходимо добавлять в него различные вещества. Гликолевые ингибиторы также меняют свою характеристику в зависимости от их концентрации. С понижением температуры водных растворов гликолей и давления вязкость их сильно возрастает. Применение того или иного ингибитора гидратообразования снижает температуру гидратообразования, снимая тем самым ограничения, вызванные температурым режимом работы скважин. Характер снижения температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от их концентрации показан на рис. 6.27.

При выборе ингибитора гидратообразования основными критериями являются способность ингибитора понижать температуру гидратообразования, стоимость ингибитора, растворимость его в воде, температура замерзания водных растворов, вязкость, поверхностное натяжение, летучесть, а также возможность регенерации ингибиторов в промысловых условиях с минимальными потерями ингибитора. Величина понижения равновесной температуры  $\Delta T$  определяется для метанола, этиленгликоля и диэтиленгликоля по формуле:

$$\Delta T = KG / [M(100 - G)], \tag{6.128}$$

где G — весовая концентрация отработанного ингибитора, %; M — молекулярная масса ингибитора; K — коэффициент, определяемый экспериментально.





1 – хлористый кальций; 2 – метанол; 3 – триэтиленгликоль; 4 – диэтиленгликоль; 5 – этиленгликоль





1-6 - содержание СН<sub>3</sub>ОН соответственно 25; 20; 15; 10; 5 и 0 %

Значения *М* для метанола, ЭГ и ДЭГ соответственно равны 32; 62; 106, а значения *k*, соответственно, 1295, 1220 и 2430.

Для хлористого кальция величину  $\Delta T$  можно вычислить по эмпирической формуле вида

$$\Delta T = 0.0275(G)^2. \tag{6.129}$$

Количество ингибитора гидратообразования, вводимого в скважину, определяют исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, производительности скважины и необходимой концентрации ингибитора, по формуле

$$Q_{\rm HM} = G_2(w_1 - w_2) / (G_1 - G_2), \qquad (6.130)$$

где  $Q_{\rm HH}$  — расход нелетучего ингибитора, кг/1000 м<sup>3</sup>;  $w_1$ ,  $w_2$  — влагосодержание газа до ввода ингибитора в пластовых и устьевых условиях;  $G_1 - G_2$  — массовые концентрации свежего и отработанного ингибитора.

На установках регенерации получают метанол с концентрацией ≤ 96 %.

Расход ингибитора гидратообразования с учетом влагосодержания газа, концентрации ингибитора, количества ингибитора, растворенного в углеводородном конденсате и переходящего в газовую фазу, следует определять по формуле

$$G_{\mu} = wC_2/(C_1 - C_2) + [(100 - C_2)(g_{\mu} + g_{\kappa})]/(C_1 - C_2), \qquad (6.131)$$

где  $G_{\mu}$  — расход ингибитора, кг/1000 м<sup>3</sup>; w — влагосодержание газа, кг/1000 м<sup>3</sup>,  $C_1$ ,  $C_2$  — начальная и требующаяся для предупреждения гидратообразования концентрации ингибитора, % (по массе);  $g_{\mu}$ ,  $g_{\kappa}$  — соответственно количество

ингибитора, переходящее в газовую фазу и растворенное в углеводородном конденсате, кг/1000 м<sup>3</sup>.

Концентрацию ингибитора, обеспечивающую требуемое снижение температуры гидратообразования, следует определить из графика (см. рис. 6.27), а количество ингибитора, переходящего в газовую фазу, по формуле

$$g_{\rm n} = \alpha C_2 \cdot 10^{-3},$$
 (6.132)

где α — коэффициент распределения, т.е. отношение содержания метанола в газовой фазе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в растворе, определяется по формуле

$$\alpha = 0.0197 p^{-0.7} \cdot \exp[0.0654T - 11.28]. \tag{6.133}$$

Здесь p — давление в системе, МПа, T — температура, К. Значение  $g_{\kappa}$  определяется по формуле:

$$g_{\kappa} = 0.01 C_{\kappa} q_{\kappa},$$
 (6.134)

 $C_{\kappa}$  — растворимость ингибитора в конденсате, % (по массе);  $q_{\kappa}$  — удельный выход нестабильного конденсата, кг/1000 м<sup>3</sup>.

При наличии в продукции скважины пластовой минерализованной воды необходимо подобрать такую концентрацию метанола [в % (по массе)], при которой не будет происходить выпадение кристаллической соли из-за ингибирования. Экспериментально установлено, что при изменении содержания солей в воде в диапазоне  $0 \le G \le 20$  % и содержания метанола в пластовой воде от 0 до 25 %, температура гидратообразования снижается на 23 °C. Эти результаты показаны на рис. 6.28.

Суточный расход ингибитора определяется по формуле:

$$G_{\rm cyr} = G_{\rm H} \cdot Q_{\rm r}, \tag{6.135}$$

где  $Q_r$  — дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Ввод ингибитора в скважину осуществляется в основном в затрубное пространство, когда скважина работает по фонтанным трубам. Другие методы, способствующие снятию ограничения дебита скважины, связанные с температурным режимом работы (забойные нагреватели, теплоизолированные стволы скважин, гидрофобные покрытия фонтанных труб), пока не получили широкого применения, что связано в основном с тем, что большинство месторождений, для которых температурный режим является одним из главных факторов при установлении технологического режима работы скважины, открыты сравнительно недавно.

Предложенные выше методы определения условий гидратообразования и снятия ограничений, вызванных гидратообразованием, должны использоваться проектировщиком, если температурный режим работы скважины является основным и определяющим при выборе технологического режима эксплуатации проектных скважин.

### 6.7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ В СОСТАВЕ ГАЗА КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Процесс коррозни скважинного и промыслового оборудования. Одним из основных факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды. К коррозионно-активным компонентам в газе относятся углекислота, сероводород, ртуть и др. При наличии влаги в продукции скважины CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования. Наличие органических кислот в пластовой воде – муравьиной, уксусной, пропиновой и других – также вызывает коррозию металла. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов в газе, количества влаги в продукции скважины, характеристики металлов скважинного и промыслового оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, состава конденсата, режима движения газожидкостного потока и др. В целом процесс коррозии на газодобывающих объектах связан с большим числом отдельных и взаимосвязанных факторов, детальное изучение которых - весьма сложная задача.

Учет всех факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации скважины при наличии коррозионно-активных компонентов в газе, практически невозможен. Поэтому для выбора технологического режима таких скважин целесообразно рассмотреть основные факторы, вызывающие интенсивную коррозию оборудования и приводящие к ограничению их производительности. К таким факторам относятся: концентрация коррозионно-активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; режим и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. Причем концентрация коррозионно-активного компонента в газе и минерализация воды не регулируются. Поэтому при выборе технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионно-стойкого оборудования с учетом изменения давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины. При наличии коррозионно-активных компонентов из известных критериев технологического режима эксплуатации газовых скважин приемлемым является режим постоянной скорости потока. Для одноступенчатой фонтанной колонны максимальная скорость потока будет у устья скважины. Режим постоянной скорости потока на устье скважины менее эффективный и приводит к интенсивному увеличению числа скважин при заданном годовом отборе из месторождения. Поэтому приемлемость этого режима должна устанавливаться путем сравнения различных вариантов, осуществимых при наличии коррозионно-активных компонентов в составе газа, в частности: с закачкой ингибитора в скважину, использованием оборудования в коррозионно-стойком исполнении, изменением конструкции скважины в процессе разработки и др. Оптимальный технологический режим эксплуатации скважин в условиях коррозии оборудования устанавливается путем сопоставления различных вариантов технико-экономических показателей.

Влияние углекислого газа на процесс коррозии. Связь между интенсивностью коррозии и агрессивностью среды, вызванной наличием CO<sub>2</sub>, устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного концентрата. К настоящему времени предложено несколько критериев, связывающих интенсивность коррозии с величиной парциального давления CO<sub>2</sub>.

В частности, предложены три категории интенсивности коррозии: весьма незначительная коррозия — при парциальном давлении CO<sub>2</sub> менее 0,05 МПа; возможная коррозия, существенно зависящая от температуры и других параметров среды, — при парциальном давлении 0,05-0,2 МПа и интенсивная коррозия — при парциальном давлении более 0,2 МПа. Проведенные исследования показывают, что кроме парциального давления CO<sub>2</sub> интенсивность коррозии зависит от температуры газа и кислотности воды pH. По коррозионной активности залежи могут быть разделены на следующие группы:

сверхвысокая коррозионная активность (парциальное давление  $CO_2$  более 0,7 МПа, pH = 5 и скорость коррозии более 4,5·10<sup>-3</sup> м/год);

повышенная коррозионная активность (парциальное давление CO<sub>2</sub> 0,33– 0,7 МПа, pH = 4,8÷5,5 и скорость коррозии (2,5÷4,5)·10<sup>-3</sup> м/год);

средняя коррозионная активность (парциальное давление CO<sub>2</sub> 0,1÷ ÷0,3 МПа, рН более 5,5 и скорость коррозии (1÷2)10<sup>-3</sup> м/год);

слабая коррозионная активность (парциальное давление  $CO_2$  менее 0,1 МПа, pH около 6,5 и скорость коррозии (0,05÷0,1)·10<sup>-3</sup> м/год).

При составлении данной классификации не учтено влияние температуры на интенсивность углекислотной коррозии. Установлено, что при низких парциальных давлениях  $CO_2$  температура влияет на скорость коррозии незначительно, а при больших парциальных давлениях – весьма существенно. Установлено также, что максимальная интенсивность коррозии достигается при температуре 333÷353 К. При изменении температуры от 283 до 353 К и парциального давления  $CO_2$  от 1,0 до 5,0 МПа интенсивность коррозии увеличивается в среднем в 12 раз.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных местодождений парциальное давление СО<sub>2</sub> снижается, а объем водного конденсата увеличивается. Поэтому при практически постоянных скорости потока и температуре газа интенсивность коррозии в целом снижается. Анализ мест интенсивных разрушений показывает, что повышенная коррозия характеризуется изменением режима движения и направления потока. Изменение характера режима газожидкостного потока в фонтанных трубах путем использования уплотнительных колец между торцами труб приводит к снижению интенсивности коррозии в 2 раза. Данные месторождений Краснодарского края показывают, что интенсивность коррозии тройников и катушек составляла в начале разработки этих месторождений  $(4\div7)$  10<sup>-3</sup> м/год, уплотнительных колец фонтанной арматуры –  $(7\div8)\times$ ×  $10^{-3}$  м/год, корпусов задвижки —  $(4\div7)\cdot10^{-3}$  м/год, внутренней поверхности фонтанных труб —  $(0,2\div1,0)\cdot10^{-3}$  м/год и резьбовых соединений этих труб – около 4.10<sup>-3</sup> м/год. Результаты экспериментов показывают, что при заданной концентрации углекислоты увеличение давления среды приводит к увеличению интенсивности коррозии. При углекислотной коррозии существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

Влияние сероводорода на процесс коррозии. Наиболее агрессивным компонентом в составе природного газа, вызывающим интенсивную коррозию скважинного и промыслового оборудования, является сероводород. Значительное количество сероводорода содержится в газе Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского, Урта-Булакского, Хаузанского, Денгизкульского и других месторождений СНГ. Характерной чертой сероводородной коррозии является растрескивание металла. При наличии водного раствора сероводорода большинство сталей в напряженном состоянии быстро разрушаются. Воздействие сероводорода на металл в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, часть которого проникает в металл и делает его хрупким и непрочным. Содержание во влажном газе сероводорода более 0,005 г/м<sup>3</sup> способствует заметной коррозии оборудования. Основным фактором, определяющим интенсивность сероводородной коррозии, является парциальное давление сероводорода в газе. С увеличением температуры среды при заданной концентрации H<sub>2</sub>S интенсивность коррозии увеличивается. Проведенные наблюдения за интенсивностью коррозии, вызванной наличием сероводорода в газе, привели к неоднозначному выводу о характере интенсивности сероводородной коррозии с увеличением температуры. Отмечено, что при снижении температуры общая коррозия увеличивается. Несмотря на многочисленность выполненных работ, влияние различных факторов на сероводородную коррозию изучено недостаточно. Это связано с тем, что большинство работ посвящено исследованию отдельных образцов металлов или сплавов при весьма ограниченном числе других факторов, влияющих на интенсивность сероводородной коррозии. Установлено, что с ростом прочности металла на разрыв и текучесть, опасность сульфилного растрескивания металла увеличивается.

Значительно сложнее изучение степени и характера коррозии при наличии в газе одновременно сероводорода и углекислого газа. На газовых месторождениях Западного Узбекистана, Восточной Туркмении содержание по объему сероводорода и углекислого газа примерно одинаково и равно 2-5 %. При определенном парциальном давлении CO<sub>2</sub> его разрушающая способность может быть сравнима с коррозией, вызванной сероводородом. При равном содержании CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S влияние углекислого газа на интенсивность коррозии, по сравнению с коррозией, вызванной сероводородом, невелико. Экспериментальные исследования, проведенные на месторождениях Урта-Булак и Денгизкуль с образцами различных марок сталей, показали, что на этих месторождения, несмотря на примерно равное содержание в составе газа CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S, разрушение образцов происходит в результате действия сероводородной коррозии.

Влияние пластовой воды на коррозию. Количество поступающей в скважины воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации СО<sub>2</sub> с увеличением объема воды в продукции скважины кислотность среды рН увеличивается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. Опыт работы скважин Березанского, Майкопского и других месторождений с различным количеством воды в их продукции полностью подтвердил отмеченную выше закономерность. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением СО<sub>2</sub> присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии. Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава пластовой воды. Наличие в воде большого количества гидрокарбонатов заметно подщелачивает среду, снижая этим количество углекислоты, а, следовательно, и интенсивность коррозии. Анализ данных эксплуатации месторождений Краснодарского края показал, что при известной концентрации СО<sub>2</sub> в газе поступление пластовой воды щелочного характера снижает интенсивность углекислотной коррозии. Жесткие воды меньше влияют на процесс углекислотной коррозии, чем щелочные. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин,

усиливающих интенсивность коррозии скважинного и промыслового оборудования, что должно быть учтено при проектировании разработки залежи.

Влияние скорости потока на интенсивность коррозии. Экспериментальные исследования и промысловые наблюдения показывают, что при известной концентрации коррозионно-активного компонента (углекислоты, сероводорода, ртути и др.) одним из основных факторов, влияющих на интенсивность коррозии, является скорость потока газа. В отличие от таких факторов, как концентрация коррозионно-активного компонента, количество влаги в продукции скважины, содержание органических кислот в воде, давление, температура и других, скорость потока является регулируемым фактором. По составу пластового газа и воды, продуктивной характеристики газоносных коллекторов нетрудно выбрать такую конструкцию эксплуатационных скважин, которая обеспечит необходимую скорость потока — газа, ограничивающую интенсивность коррозии. Величина скорости потока, обеспечивающей оптимальный технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии коррозионноактивных компонентов в ее продукции, не установлено. Поэтому отсутствуют определенные критерии, связывающие скорость потока с интенсивностью коррозии.

Доказано только то, что с увеличением скорости потока интенсивность коррозии растет.

Например, для скважин месторождений Краснодарского края значение критической скорости потока принято равным 11,0 м/с. Эта величина не исключает коррозию в целом, но при скорости потока, меньше или равной этой, интенсивность коррозии значительно ниже, чем при скоростях, превышающих 11,0 м/с. Критическую величину скорости, найденную для некоторых месторождений Краснодарского края, нельзя распространять на другие месторождения, так как даже при одинаковой концентрации коррозионно-активного компонента существует достаточно много других факторов, которые в определенной степени влияют на величину критической скорости потока. В каждом конкретном случае необходимо устанавливать для рассматриваемого месторождения свою критическую скорость потока, учитывая конструкцию и производительность скважин. Изменение скорости потока в стволе скважины зависит от ее конструкции, давления и температуры. В качестве критерия необходимо использовать скорость потока у устья, величина которой не должна превышать критическую. Если в скважину опущена комбинированная колонна, то по известному дебиту скважины, длине и диаметру фонтанных труб, а также давлению и температуре газа на устье определяется давление на переходном сечении. Затем, зная диаметр нижней части комбинированной колонны, определяют скорость. При этом  $p_v$ ,  $T_v$  и  $z_v$  заменяют на соответствующие величины для данной глубины. В целом, в зависимости от выбранной конструкции фонтанной колонны, давления, температуры на устье и переходном сечении, а также от дебита скважины возможны следующие варианты: критическая скорость достигает своего значения на сечении перехода от одного диаметра к другому или у устья скважины; скорость не достигает своего критического значения по стволу.

Из изложенного следует, что основная цель при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений с коррозионно-активным компонентом в составе газа сводится к установлению технологического режима эксплуатации и выбору соответствующей конструкции фонтанной колонны, при которых скорость потока всегда меньше критической по всей длине ствола скважины. При этом предполагается, что при разработке данного месторождения отсутствуют другие, более приемлемые варианты разработки залежи. Примером описанного случая является наличие паров ртути в составе пластового газа и отсутствие в настоящее время апробированных ингибиторов в борьбе с ртутной коррозией.

При заданной скорости потока интенсивность коррозии зависит от режима газожидкостного потока и условий, вызывающих конденсацию паров воды конденсата. Если фонтанные трубы гладкие и структура потока не меняется в местах стыковки труб, то интенсивность коррозии увеличивается по мере увеличения скорости потока. При этом по мере снижения давления и температуры потока от забоя к устью скважины увеличивается и конденсация паров воды. Для заданной концентрации коррозионно-активного компонента с увеличением количества конденсационной воды, при одинаковых скоростях потока, интенсивность коррозии уменьшается. На интенсивность коррозии существенно влияет абразивный процесс, вызываемый твердыми частицами, выносимыми потоком газа. В значительной степени интенсивность коррозии зависит от напряженного состояния фонтанных труб и характеристики металла, из которого они изготовлены.

В настоящее время аналитическая зависимость между интенсивностью коррозии и факторами, вызывающими коррозию (концентрация агрессивного компонента в газе, количество влаги, температуры и давления, характеристика применяемых металлов и степень их напряжения, скорость потока), не установлена. Поэтому такая зависимость на каждом месторождении должна быть установлена экспериментально. В зависимости от полученных результатов разрабатываются мероприятия по снижению интенсивности коррозии: применение антикоррозионных ингибиторов; выбор соответствующей марки металла с коррозионно-стойкой характеристикой; снижение скорости потока и напряжения промыслового и скважинного оборудования и др.

Целесообразность проведения различных мероприятий по увеличению производительности газовых скважин при наличии в составе газа коррозионноактивных компонентов обосновывается технико-экономическими расчетами.

### 6.8. УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ В ГАЗЕ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

При определении основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений с коррозионно-активным компонентом в составе газа необходимо установить критическую скорость потока. Сложность механизма коррозии, связанного с физическими, химическими и термогидродинамическими процессами, не позволяет установить приемлемую для практических расчетов аналитическую связь между интенсивностью коррозии и составом движущегося потока, изменением давления, температуры, скоростью, заданной конструкцией и характеристикой металлов, используемых при обустройстве промысла. Это предопределяет необходимость экспериментального определения в промысловых условиях значения критической скорости потока.

При установленной по результатам опытов величине критической скорости, дебит скважины определяют по формуле:

$$Q_{\rm kp} = \frac{v_{\rm kp} d^2 p_{\rm y}}{0.052 T_{\rm y} z_{\rm y}},\tag{6.136}$$

где  $v_{\rm kp}$  — критическая скорость потока, превышение которой приводит к резкому увеличению интенсивности коррозии, м/с; d — внутренний диаметр фонтанных труб,  $10^{-2}$  м;  $p_{\rm y}$  — устьевое давление, МПа;  $T_{\rm y}$  — устьевая температура, К;  $z_{\rm y}$  — коэффициент сжимаемости газа при  $p_{\rm y}$  и  $T_{\rm y}$ .

Для заданной скорости  $v_{\rm kp}$  и конструкции скважины изменение дебита газа во времени связано с изменением  $p_y$ ,  $T_y$  и  $z_y$  в процессе разработки. Таким образом, для поддержания технологического режима эксплуатации скважин при постоянной скорости необходимо определить характер изменения  $p_y$  во времени. Для этого используют основные уравнения, по которым определяют показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Уравнение материального баланса, используемое для определения текущего пластового давления имеет следующий вид:

$$\overline{p}_{\mu,\eta}(t) = \frac{z \left[ \overline{p}_{\eta,\eta}(t), T_{\mu,\eta} \right]}{\overline{\alpha}_{r} \Omega_{\mu} - Q(t)} \left[ \frac{\overline{p}_{\mu,\eta,\mu} \overline{\alpha}_{r} \Omega_{\mu}}{z \left( p_{\mu,\eta,\mu}, T_{\mu,\eta} \right)} - \frac{P_{a\tau} Q_{\mu 06}(t) T_{\mu,\eta}}{T_{c\tau}} \right], \tag{6.137}$$

где  $\bar{\alpha}_{\rm r}$  — коэффициент газонасыщенности порового пространства;  $\Omega_{\rm H}$  — начальный газонасыщенный объем залежи;  $\bar{p}_{\rm n,\pi, H}$  — среднее начальное пластовое давление;  $p_{\rm at}$  — атмосферное давление;  $Q_{\rm no6}(t)$  — количество добытого газа за время t;  $z(p_{\rm n,\pi, H}, T_{\rm n,\pi})$ , z ( $\bar{p}_{\rm n,\pi}(t)$ ,  $T_{\rm n,\pi}$ ) — коэффициенты сверхсжимаемости при  $\bar{p}_{\rm n,\pi, H}$  и  $\bar{p}_{\rm n,\pi}(t)$  соответственно.

При газовом режиме величина  $Q_{s}(t) = 0$  и поэтому уравнение (6.137) принимает вид:

$$\overline{p}_{\mu,\mu}(t) = \frac{\overline{p}_{\mu,\mu,\mu} z \left[ \overline{p}_{\mu,\mu}(t), T_{\mu,\mu} \right]}{z \left( \overline{p}_{\mu,\mu}, T_{\mu,\mu} \right)} - \frac{p_{\mu\nu} Q_{\mu 0 6}(t) T_{\mu,\mu} z \left[ \overline{p}_{\mu,\mu,\mu}(t), T_{\mu,\mu} \right]}{\overline{\alpha}_{\mu} T_{cr} \Omega_{\mu}}.$$
(6.138)

Найденные в зависимости от режима залежи значения среднего текущего пластового давления для упруговодонапорного режима из уравнения (6.137) или для газового режима из уравнения (6.138) приравниваются к контурному давлению скважин и используются при расчете притока газа к ним, т.е.

$$p_{\mu\nu}^{2}(t) - p_{3}^{2}(t) = aQ_{\kappa\rho} + bQ_{\kappa\rho}^{2}. \qquad (6.139)$$

Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений определяются по результатам испытания при стационарных режимах фильтрации.

Для заданной конструкции скважины и дебита, вычисляемого по известным v<sub>кр</sub> и p<sub>v</sub>, забойное давление определяется по формуле

$$p_{3} = \left[ p_{y}^{2} e^{2s} + \theta Q^{2} \right]^{1/2}, \qquad (6.140)$$

где

$$2s = 0,0683 \,\overline{\rho} \, L/z_{\rm cp} T_{\rm cp}; \quad \theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda T_{\rm cp}^2 z_{\rm cp}^2 Q^2 / d^5, \tag{6.141}$$

 $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $z_{cp}$  — коэффициент сверхсжимаемости при  $p_{cp}$  и  $T_{cp}$ ;  $T_{cp}$  — средняя температура газа в стволе скважины;  $\bar{\rho}$  — относительная плотность газа; L — длина фонтанных труб.

$$\alpha = d^2 / 0.052T_y z_y \tag{6.142}$$

и совместно решая уравнения (6.136), (6.139) и (6.140) с учетом (6.141), получим формулу для определения устьевого давления  $p_y(t)$  при заданной скорости потока  $v_{\rm kp}$ , параметров пласта *a*, *b* и скважины  $\theta$  в виде:

$$p_{y}(t) = \frac{-a\alpha v_{\kappa p} + \sqrt{\left(a\alpha v_{\kappa p}\right)^{2} + 4 \left[e^{2s} + (b+\theta)\alpha^{2}v_{\kappa p}^{2}\right]p_{n,n}^{2}(t)}}{2 \left[e^{2s} + (b+\theta)\alpha^{2}v_{\kappa p}^{2}\right]}.$$
(6.143)

Из формулы (6.143) видно, что при заданных постоянных значениях  $a, b, \theta, v_{\rm kp}$  изменение  $p_{\rm y}$  связано в основном со снижением пластового давления в процессе разработки. Найденное таким образом значение  $p_{\rm y}(t)$  используется для определения  $Q_{\rm xp}(t)$  по формуле (6.136).

Порядок расчета технологического режима эксплуатации при заданной постоянной скорости, обусловленной наличием в составе газа коррозионноактивного компонента, следующий:

по возможному или заданному отбору газа из месторождения и режиму залежи, используя уравнение материального баланса, определяют  $p_{nn}(t)$ ;

найденное значение текущего среднего пластового давления используют в уравнении притока газа к скважине (6.139);

применяя уравнение движения газа по вертикальным трубам (6.140), значение забойного давления в уравнении (6.139) заменяют устьевым давлением. Кроме того, значение  $p_3$  из формулы (6.136) также заменяется устьевым давлением и критической скоростью потока. Полученное при этом уравнение решают относительно  $p_y(t)$ ;

по формуле (6.143), используя обозначения, выраженные формулами (6.141) и (6.142) при известных  $v_{\rm kp}$ , a, b,  $\alpha$  и  $\theta$ , определяют изменение устьевого давления во времени;

по известному  $p_y(t)$ , диаметру фонтанные труб, устьевой температуре,  $z_y$  и  $v_{kp}$  устанавливают режим эксплуатации скважины и ее производительность;

при наличии ступенчатой колонны фонтанных труб приведенный выше порядок расчета производят для сечения с критической скоростью на соответствующей глубине.

В соответствии с изложенной методикой при газовом режиме залежи и исходных данных:  $v_{\rm kp} = 10$  м/с;  $d = 63 \cdot 10^{-3}$  м;  $T_{\rm y} = 300$  K; L = 1500 м:  $\bar{\rho} = 0.6$ ;  $\lambda = 0.016$ ; a = 0.06 (МПа)<sup>2</sup>/(т·м<sup>3</sup>/сут) и b = 0.0002 (МПа)<sup>2</sup>/(т·м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup> рассчитали характер изменения основных показателей разработки месторождения.

Приведенные в табл. 6.5 результаты расчетов показывают, что режим постоянной скорости потока на устье приводит к интенсивному снижению дебита скважины.

Выбор более эффективного технологического режима эксплуатации связан с необходимостью применения труб с коррозионно-стойким покрытием, бурением скважин большого диаметра с целью замены в процессе разработки фонтанных труб меньшего диаметра на трубы с большим диаметром, а также использованием ингибиторов коррозии.

В условиях образования песчаной пробки, столба жидкости или гидратообразования технологический режим, обусловленный определенной величиной скорости потока на устье, может оказаться практически непригодным. Поэтому, если необходимо выбрать режим постоянной скорости потока, следует провеТаблица 6.5

A C C C C C C C C C C C C C C C C C C C						
Время разработки, сут	$p_{n,\eta}(t)$ , MIIa	<i>p<sub>y</sub>(t)</i> , МПа	$Q_{xp}(t)$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>p</i> ₃( <i>t</i> ), МПа	$\Delta p(t),$ MIIa	Примечание
0 730 910 1210 1760 2200	15,0 12,5 10,0 7,5 5,0 2,5	11,0 9,2 7,3 5,5 3,6 1,8	333 272 213 152 100 48	14,4 12,0 9,5 7,1 4,7 2,3	0,6 0,5 0,5 0,4 0,3 0,2	v <sub>kp</sub> = 10 m/c

Результаты расчетов основных показателей при заданной скорости потока

рять возможность образования гидратов и пробок в стволе скважины. В условиях гидратообразования устьевые давление и температура, получаемые при режиме постоянной скорости на устье, должны быть не меньше, чем равновесные давление и температура гидратообразования.

## 6.9. ВЛИЯНИЕ АТОМАРНОЙ РТУТИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Атомарная ртуть в составе природного газа встречается нечасто. В мире известно несколько газовых месторождений, открытых в отложениях ротлигендеса (свиты медистых песчаников), в газах которых имеется атомарная ртуть. Наличие атомарной ртути в незначительном количестве обнаружено в продукции скважин, вскрывших свиту медистых песчаников Шебелинского месторождения. Значительное количество ртути содержится в газе голландского месторождения Гронинген.

Согласно опубликованным данным, в составе газа этого месторождения содержится  $180 \cdot 10^{-9}$  г/м<sup>3</sup> ртути. Пластовое давление  $p_{un} = 30$  МПа, а температура T = 373 К. Парциальное давление ртути значительно ниже давления насыщения, и поэтому предполагается, что в пласте в жидком виде ртуть отсутствует. Получаемая вместе с газом ртуть отделяется от газа на установках низкотемпературной сепарации при  $p_c = 7,4$  МПа и  $T_c = 261$  К, после чего в газе остается около  $40 \cdot 10^{-9}$  г/м<sup>3</sup> ртути. Такая концентрация значительно превышает максимально допустимую концентрацию ртути в газе, подаваемом потребителю. Для обеспечения требуемой кондиции газа после установок низкотемпературной сепарации установлены 80 угольных фильтров-сепараторов для дополнительного очищения газа от ртути. Эти фильтры-сепараторы позволяют снизить содержание ртути в газе до  $(1 \div 4) \cdot 10^{-9}$  г/м<sup>3</sup>, что значительно ниже предельно допустимой концентрации, установленной органами здравоохранения в размере  $q_{pr} \le 12 \cdot 10^{-9}$  г/м<sup>3</sup>.

В газе одного из месторождений в отложениях свиты медистых песчаников содержится атомарная ртуть. Основными компонентами газа являются метан, этан, азот и гелий. Газ низкокалорийный и по величине теплотворной способности близок к городскому газу, получаемому из бурого угля. Начальное пластовое давление равнялось  $p_{n,n} = 43,0$  МПа, а температура T = 399 К. Средняя

глубина залегания залежи L = 3400 м. Незначительное содержание углекислого газа исключает возможность углекислотной коррозии скважинного и промыслового оборудования.

Получаемая вместе с газом вода в основном относится к конденсационной. Физико-химические свойства пластовой воды изучены по пяти скважинам месторождения, а конденсационной воды — по всем эксплуатируемым скважинам. Пластовая вода высокоминерализованная. Общая минерализация пластовой воды равна 320-350 г/л, а плотность  $\rho_{\rm B} = 1,24\cdot10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>. В соответствии со степенью минерализации воды, полученной из отдельных скважин, эти скважины условно можно разделить на три группы: скважины с чисто конденсационной водой; скважины с незначительной минерализацией и скважины с существенной минерализацией добываемой воды. Анализ состава газа из отдельных скважин и воды, добываемой вместе с газом, имеет важное значение для выявления причин коррозии скважинного и промыслового оборудования. Если интенсивная коррозия происходит в скважинах, продукция которых практически не имеет углекислого газа, являющегося коррозионно-активным компонентом, то причиной коррозии оборудования является наличие ртути в газе и высокоминерализованная вода, способная также вызвать коррозию,

Количество ртути, получаемой из скважин, расположенных на разных частях залежи, колеблется в широких диапазонах. Количество ртути, добываемое вместе с газом, составляет 86+110 мг/м<sup>3</sup>.

Исследованиями установлено, что в пластовой воде содержится атомарная ртуть 230 мг/м<sup>3</sup> и ионная ртуть 530 мг/м<sup>3</sup>.

Установлено, что содержание ртути в пластовых газах перед началом разработки месторождения изменялось по площади. В частности, в пластовом газе из скважины 1 содержание ртути при  $p_{nn} = 42,7$  МПа и  $T_{nn} = 404$  К равно  $33,8\cdot10^{-6}$  кг/м<sup>3</sup>; из скважины 2 при  $p_{nn} = 42,6$  МПа и  $T_{nn} = 388$  К составляет  $12,9\cdot10^{-6}$  кг/м<sup>3</sup> и из скважины 3 при  $p_{nn} = 43,1$  МПа и  $T_{nn} = 401$  К составляет  $29,500\cdot10^{-6}$  кг/м<sup>3</sup>. Снижение давления и температуры влияет на содержание ртути в газе. Существенное снижение давления приводит к повышению содержания ртути в газе. При одновременном снижении температуры и давления происходит снижение содержания ртути в газе. Поэтому отделение ртути целесообразнее производить согласно схеме, принятой на месторождении Гронинген при T = 261 К с использованием угольных фильтров-сепараторов. Для получения температуры T = 261 К необходим ввод холодильных машин.

Коррозия скважинного и промыслового оборудования была обнаружена при смене задвижки фонтанной арматуры из-за ее негерметичности. Ко времени контроля скважина работала 430 дней с дебитом 600-650 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Диаметр фонтанных труб составлял 6,2 см. При проверке оказалось, что внутренняя поверхность задвижки очагами, а плашки задвижки и уплотнительные кольца сплошь разъедены коррозией на глубину (3÷6) см. Поэтому фонтанные трубы были подняты для контроля за их состоянием. Проверка состояния фонтанных труб показала, что фонтанные трубы подвержены коррозии от устья до глубины 1725 м. Причем у устья скважины от всей толщины трубы сплошным образом разъедена коррозией половина, т.е. из 0,0055 м толщины разъедено 0,0027 м. При глубине спуска фонтанных труб 3415 м напряжения, возникающие у устья скважин, оказались близкими к предельно допустимым для данной толщины. Поэтому при наличии ртутной коррозии необходимо проводить профилактические и контрольно-исследовательские работы за состоянием скважин. При этом следует учитывать:

продолжительность работы скважины;

производительность скважины и ее конструкцию;

давление, температуру и скорость газа у устья скважины и на местах перехода труб малого диаметра к трубам большого диаметра;

техническую характеристику металлов, из которых изготовлены фонтанные трубы и арматура;

характер стыковки труб и соединений: крестовин, катушек и тройников арматуры;

химическую характеристику и количество добываемой вместе с газом воды;

состав добываемого газа, обращая особое внимание при этом на количество CO<sub>2</sub> в газе;

количество добываемой ртути;

количество поступающей вместе с газом механической примеси.

С учетом всех перечисленных факторов, влияющих на интенсивность коррозии и режим эксплуатации скважин, следует разработать первоочередные рекомендации по снижению опасностей, связанных с коррозией, и повышению надежности газоснабжения. К ним относятся:

запрещение эксплуатации скважин по затрубному пространству и оборудование скважин пакером;

установление очередности контроля за состоянием фонтанных труб и арматуры, шлейфов и сепараторов в зависимости от ожидаемой степени коррозии скважин;

выявление основного фактора, вызывающего интенсивную коррозию;

проведение исследовательских работ по снижению интенсивности коррозии, включая частичное изменение конструкции фонтанных труб и поиски дешевых ингибиторов коррозии;

разработка методов оперативного контроля за состоянием скважинного и промыслового оборудования.

Процесс ртутной коррозии существенно зависит от технологического режима эксплуатации скважины, и в общем случае его следует рассматривать как коррозионно-эрозионный процесс. Анализ данных, полученных при контроле за состоянием фонтанных труб и арматуры скважин, показал, что основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость потока и режимы течения газа. В местах изменения направления потока и изменения проходного сечения интенсивность ртутной коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения газа. Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и весьма слабая коррозия в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывает, что основной причиной коррозии является скорость потока. Причем на участках интенсивной коррозии и на участках, где коррозия отсутствует, термобарические условия не сильно различаются. Характер изменения интенсивности коррозии от скорости потока показан на рис. 6.29. Из рис. 6.29 видно, что очень сильная коррозия (более 2 мм в год) и сильная коррозия (1÷2 мм в год) наблюдается в скважинах, где скорости потока колеблются в диапазоне 17-21 м/с. После смены фонтанных труб диаметром  $d = 62 \cdot 10^{-3}$  м на трубы диаметром  $d = 88 \cdot 10^{-3}$  м и снижения дебита скважины с 670 до 300 т.м<sup>3</sup>/сут скорость потока у устья равнялась 6,2 м/с. Поэтому после работы скважины в течение 413 дней интенсивность коррозии была слабой (интенсивность коррозии меньше 0,3 мм в год). Исследования показали, что содержание ртути в газе влияет на интенсивность коррозии меньше, чем превышение критической скорости потока.



Рис. 6.29. Зависимость интенсивности коррозии фонтанных труб от скорости потока газа по стволу скважины

Таким образом, скорость потока в трубах является одним из основных факторов, по которому необходимо установить технологический режим эксплуатации скважин. Поэтому с учетом дебита каждой скважины, продолжительности ее работы, количества ртути в ее продукции, марки стали, из которой изготовлены фонтанные трубы и арматура, количества жидкой и механической примесей в добываемом газе и скорости потока устанавливались сроки и периодичность смены фонтанных труб на новые с большим диаметром. Исследования по изучению интенсивности коррозии оборудования скважины в статических и динамических условиях показали, что при статических условиях, т.е. когда образец металла находится в неподвижной газовой среде, содержащей атомарную ртуть, интенсивность коррозии очень низкая. Этот результат важен при эксплуатации скважин, затрубные пространства которых по различным причинам не удалось запакеровать. Предлагаемые временные мероприятия по снижению опасности, вызванной коррозией, обусловлены отсутствием проверенных ингибиторов ртутной коррозии.

Работы по контролю за состоянием фонтанных труб показали, что интенсивность коррозии приводит в непригодное состояние не всю колонну фонтанных труб, а только ее верхнюю часть. При общей длине фонтанных труб около 3500 м нижняя часть может быть использована повторно после докомплектации новыми трубами. В целом, борьба с коррозией путем периодической замены оборудования является нецелесообразной.

Снижение дебита, когда нет возможности увеличить диаметр фонтанных труб, как мероприятие для снижения интенсивности коррозии требует еще больше затрат, чем замена фонтанных труб. Поэтому при расчете экономических показателей вариантов борьбы с коррозией путем снижения дебита, разница в дебитах должна быть покрыта вводом новых скважин с начальным дебитом, обеспечивающим скорость потока не более 11 м/с. К этим расходам по бурению скважин следует добавить и стоимость обвязки дополнительных скважин.

Перечисленные выше мероприятия по борьбе с коррозией путем периодической замены фонтанных труб или снижения дебита скважин и бурения дополнительных скважин не исключают полностью процесс коррозии. Поэтому одновременно с этими мероприятиями должны быть проведены испытания различных ингибиторов ртутной коррозии.

#### 6.10. ИЗМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учетом определяющего фактора или сочетания факторов изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обусловливаются либо изменением самого определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки из так называемых пассивных факторов переходят в активные. Технологический режим, устанавливаемый в начальной стадии разработки, должен обеспечить максимальный дебит скважин при заданной геолого-промысловой и технической характеристике пласта и скважины. Необходимость изменения установленного технологического режима обусловливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением определенных мероприятий, позволяющих увеличить производительность скважин, или ремонтно-профилактическими работами, нередко приводящими к снижению производительности. Необходимость изменения установленного технологического режима обосновывают, исходя из изменения факторов, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации скважины в стадии эксплуатации месторождения.

В процессе эксплуатации месторождения необходимость изменения технологического режима возникает при следующих обстоятельствах:

1. При установлении технологического режима, когда определяющим фактором является подошвенная вода, допустимая предельная депрессия на пласт для заданной величины вскрытия пласта сама по себе является переменной величиной. С изменением плотностей воды и газа и уменьшением пластового давления величина допустимой депрессии линейно уменьшается. Следовательно, при наличии подошвенной воды, величина допустимой депрессии должна периодически снижаться в соответствии со снижением пластового давления. В ином случае установленная величина допустимой депрессии на пласт в начале разработки приводит к неизбежному подтягиванию конуса воды в скважину. Если на данном месторождении и конкретно в данной скважине технологический режим определяется на длительное время только по подошвенной воде, то необходимо учесть подъем поверхности контакта газ – вода. Это в свою очередь приведет к более интенсивному снижению производительности скважины. В нескольких, часто встречаемых случаях, необходимо изменять технологический режим, установленный по подошвенной воде. Это происходит, когда:

в скважине произведены ремонтно-изоляционные работы в виде установки цементных мостов, которые позволяют увеличить допустимую депрессию на пласт, следовательно, увеличить предельный безводный дебит скважины, или когда создана искусственная перегородка, позволяющая также существенно повысить производительность скважины или депрессию на пласт;

производительность скважины из-за плохих коллекторских свойств пласта весьма низкая и допускается превышение допустимой величины депрессии с одновременным притоком газа и воды с последующим удалением воды из скважины;

на фоне всех эксплуатируемых скважин и системы сбора газа по некото-

рым скважинам, технологические режимы которых установлены исходя из наличия подошвенной воды, требуется повысить или понизить давление на устье скважины;

в скважине по необходимости производятся работы по подъему и спуску насосно-компрессорных труб или смене полностью или частично арматуры и эти работы приводят к изменению параметров пласта и скважины, следовательно, и к изменению технологического режима работы.

Все изменения технологического режима эксплуатации, независимо от того, чем они вызваны (изменением пластового давления, подъемом поверхности газ — вода, изменением плотности воды и газа, установкой цементных мостов или созданием искусственного непроницаемого экрана, величиной устьевого давления, подъемом насосно-компрессорных труб или другими причинами), должны быть предусмотрены проектом разработки месторождения, обоснованы расчетным путем с учетом расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ — вода, параметров пласта, возможным темпом подъема поверхности газ — вода и падения пластового давления, необходимой высоты цементного моста и непроницаемого экрана и других параметров, используемых при расчете предельного безводного дебита с привлечением фактического материала, и должны контролироваться в процессе эксплуатации.

2. При установлении технологического режима, когда близость контурных вод является определяющим фактором, критерием выбора режима может служить несколько параметров, среди которых наиболее существенным является суммарный отбор газа из месторождения до прорыва воды в скважину. В принципе продвижение контурных вод к скважине связано с двумя показателями: общим истощением месторождения независимо от расположения скважин и, в частности, рассматриваемой скважины, в результате которого происходит внедрение в газовую залежь контурной воды, и созданием значительной депрессионной воронки, влияющей на темп внедрения воды в зону дренирования. При сравнительно высоких темпах отбора газа из месторождения, что особенно возможно на месторождениях с малыми запасами, как правило, темп внедрения контурных вод несколько отстает от темпа отбора газа. Следовательно, для сравнительно однородного пласта (или нескольких пластов) в скважинах, расположенных в зонах, не представляющих опасности прорыва контурных вод, обеспечение максимального дебита (если другие факторы не ограничивают его величину) при установлении технологического режима является целесообразным. В то же время в скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величину депрессии в приконтурных скважинах в каждом конкретном месторождении и конкретной скважине выбирают расчетным путем, исходя из расстояния от устья скважины до контакта газ вода, коллекторских свойств пласта и их изменения от скважины до контура пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких неоднородных пластов эти расчеты производят по наиболее опасному, с точки зрения быстрого прорыва контурной воды, пласту.

Возможные изменения технологического режима эксплуатации скважин, когда определяющим фактором является вероятность прорыва контурной воды, связаны с процессом продвижения контурной воды в процессе истощения, необходимостью ремонтно-профилактических работ на скважине, изменением устьевого давления, образованием гидратов при незначительных дебитах и т.д.

3. При определении технологического режима, когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режи-

ма эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента давления, и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддержать градиент постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта. Величина допустимого градиента для газоносных пластов с низкой устойчивостью к разрушению устанавливается на скважинах рассматриваемого месторождения в период опытно-промышленной эксплуатации. При проверке правильности выбранной величины градиента не допускается использование данных, базирующихся на результатах испытания скважин, полученных при кратковременных исследованиях. В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно прекратиться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортировки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при укреплении призабойной зоны специальными смолами, внедрении одновременно раздельной эксплуатации в случае многопластовости, применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

4. При установлении технологического режима, когда основным фактором является вскрытие пласта и гидродинамическое несовершенство скважины по степени и характеру. Тогда, если другие факторы, обусловливающие технологический режим эксплуатации скважин, не ставят ограничений ее производительности, изменение технологического режима является необходимостью только с точки зрения проведения промывки забоя скважины, СКО и его разновидностей. Если степень и характер вскрытия не обусловлены жесткими условиями при вскрытии пласта любыми промывочными растворами, то технологический режим устанавливается по мере дострела на перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины.

С целью повышения производительности скважин в ряде случаев допускается открытый необсаженный забой или же спуск механических фильтров. Изменение технологического режима, связанное с вскрытием, необходимо также при системе эксплуатации сверху вниз или, наоборот, на многопластовых залежах.

5. При установлении технологического режима, когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает, начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенной величины в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие фактора коррозии. Если в процессе эксплуатации скважины даже в начальный период разработки производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при определяющем факторе, связанном с коррозионно-активными компонентами в газе, подлежит изменению (кроме случаев правильного выбора диаметра насосно-компрессорных труб до их максимально возможной величины и закачки ингибитора против коррозии) также в случаях, когда необходимо поддержать определенное устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

6. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением коэффициентов фильтрационных сопротивлений, иными словами, изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны выявляется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Если в зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения параметров призабойной зоны закономерны, то при проектировании разработки должен быть рекомендован такой технологический режим, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. На практике часто изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

7. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обусловливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

8. Когда технологический режим устанавливали, исходя из влияния температуры на производительность скважин. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если:

производится ингибирование продукции скважины в стволе, т.е. дополнительные потери давления в пласте и в стволе скважины в результате подачи ингибитора исключают возможность образования гидратов;

система осушки газа обеспечивает необходимую температуру сепарации независимо от температуры поступающего из скважины газа;

в результате сравнительно длительной эксплуатации скважины (особенно в районах Крайнего Севера) произошло перераспределение температуры газа в среде, окружающей ствол скважины, и это дает возможность изменить технологический режим ее работы;

производится спуск забойных нагревателей или теплоизоляционных лифтовых труб, позволяющих изменить технологический режим эксплуатации скважины, обусловленный определенной величиной распределения температуры в призабойной зоне пласта, стволе и на устье скважины.

9. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, если дальнейшие изменения в конструкции насоснокомпрессорных труб исключены и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, то процесс накопления жидкостного столба приводит к изменению технологиче-
ского режима. Столб жидкости, как правило, удаляют путем закачки в ствол скважины ПАВ или путем повышения депрессии и соответственно дебита скважин. Аналогичное изменение должно быть произведено при накоплении песчано-жидкостной пробки на забое скважины, приводящей к изоляции части работающего интервала. В том случае, когда образовалась жидкостная или песчаная пробка, в процессе их удаления путем изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб или применения механических средств по удалению образовавшейся пробки установление нового технологического режима является необходимостью.

10. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменением. В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях — давления в промысловом газосборном коллекторе, требует изменения технологического режима по части скважин. Определяющую величину давления на устье скважин, на входе промыслового пункта осушки и очистки газа или промыслового газосборного коллектора устанавливают, исходя из дебита скважины, параметров (длина, диаметр и т.д.) шлейфов (коллекторов), величины давления сепарации, давления на входе в компрессорную станцию и в начале газопровода. По известной заданной величине давления в одном из перечисленных узлов производятся расчеты для определения технологического режима эксплуатации скважин с учетом различных потерь давления от названного узла до пласта.

Выше были рассмотрены некоторые основные и часто встречаемые на практике случаи, когда изменение технологического режима становится необходимостью. Допуская, что существует еще ряд случаев, когда изменение технологического режима эксплуатации по тем или иным причинам также необходимо, отметим, что в настоящее время при проектировании разработки и составлении технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации в большинстве случаев не всегда предусматривается необходимость изменения технологического режима газовых и газоконденсатных скважин. Технологический режим эксплуатации по некоторым определяющим факторам принципиально является переменной величиной. Несоблюдение установленного технологического режима и его изменения в процессе разработки работниками промыслов приводят к преждевременному выходу скважин из строя и бурению дополнительных скважин.

Наиболее часто при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений используются режимы постоянного градиента, постоянной депрессии или дебита, а также постоянного забойного давления. Причем, как правило, установленный в начальной стадии технологический режим (например, постоянной депрессии или дебита) в период падающей добычи заменяется постоянным устьевым давлением по части скважин, устьевые давления которых отличаются от давления основного эксплуатационного фонда. В дальнейшем эти скважины с момента ввода компрессорной станции нередко переводятся снова на падающее устьевое давление. Существенное снижение пластового давления, производительности скважин, увеличение количества влаги в газе, низкая скорость потока газа в стволе скважины и другие факторы требуют предварительной оценки и выдачи конкретных рекомендаций по режиму эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с учетом возможного применения плунжерных лифтов, ПАВ и т.д. для более надежной оценки добывной возможности каждой скважины или группы скважин и месторождения в целом.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа. Вопрос выбора технологического режима в зависимости от того или иного фактора, являющегося определяющим для данного месторождения, решается проектирующими организациями на базе имеющихся геологопромысловых данных. Время перехода к новому режиму, зависящее от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства в газе по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи. Кроме того, время изменения технологического режима связано с условиями сбора, т.е. с переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых требуется весьма жестко.

В целом, при наличии возможности проведения прогнозных расчетов (в технологических схемах и проектах разработки) величин изменения пластового, забойного, устьевого давления и давления системы сбора, осушки и транспортировки газа, содержания и изменения во времени количества жидкости в газе, технологии эксплуатации скважин с известной конструкцией и других факторов – проектировщик обязан рекомендовать соответствующие сроки перехода от одного технологического режима работы на другой и определить критерии для выбора на каждой конкретной скважине правильного технологического режима работы.

Если это требование не будет выполняться, то на месторождениях могут произойти существенные отклонения проектных данных от фактической возможности промысла. Указанное выше положение касается временного или так называемого стадийного (в зависимости от периода разработки залежи) необходимого изменения технологического режима эксплуатации. Если же технологический режим установлен по какому-то из изложенных факторов, то в случае проведения ряда мероприятий в скважине или при неожиданных изменениях условий эксплуатации по различным причинам, необходимо текущее, в отдельных скважинах очень частое изменение технологического режима эксплуатации. Эта необходимость устанавливается по данным периодических исследований скважин или при проведении разных мероприятий в скважинах и корректируется в материалах по анализу разработки.

Из изложенного выше следует, что в процессе разработки происходит изменение технологического режима эксплуатации скважин. Эти изменения могут быть связаны как с самим фактором, по которому устанавливался данный режим, так и со стадией разработки и различными работами в скважине.

## 6.11. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА И КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

Степень реализации естественных газоотдающих возможностей разрабатываемых залежей в значительной мере зависит от характеристики связи ствола скважины с продуктивным пластом. Поэтому к числу важных вопросов при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений относится выбор условий вскрытия продуктивного разреза и оборудование забоев эксплуатационных скважин.

Метод вскрытия пласта, от которого зависит дебит скважины, обусловлен следующими факторами:

технологией вскрытия продуктивного разреза в процессе бурения;

степенью или полнотой вскрытия продуктивного разреза;

конструкцией забоя скважины, осуществляющей гидродинамическую связь ствола с продуктивным пластом.

Одним из основных условий вскрытия пласта является предотвращение влияния промывочной жидкости на продуктивную характеристику призабойной зоны. Проникновение промывочной жидкости в призабойную зону пласта, как правило, приводит к значительному ухудшению проницаемости призабойной зоны, от которой существенно зависит производительность скважины. Так, например, когда проницаемость призабойной зоны в 4 раза меньше проницаемости пласта, производительность скважины уменьшается более, чем вдвое. Если проницаемость призабойной зоны приближается к нулю, то дебит скважины также стремится к нулю, независимо от размера зоны с пониженной проницаемостью.

Для предотвращения влияния промывочной жидкости на проницаемость пласта необходимо исходить из реальных геологических условий и характеристики продуктивного разреза, выбрать наиболее технологические промывочные жидкости. В настоящее время при вскрытии нефтяных и газовых пластов применяются глинистые растворы (обычные и утяжеленные); безглинистые водные суспензии; растворы на углеводородной основе и газообразные (воздух или природный газ) агенты. Наибольшее распространение получил глинистый раствор, так как обладая малой вязкостью, подвижностью, устойчивостью к воздействию внешних агрессивных агентов, он является наиболее удобным при бурении. Однако при вскрытии продуктивных пластов глинистый раствор оказывает на них отрицательное действие:

из-за проникновения в пласт дисперсных глинистых частиц, особенно при вскрытии трещиноватых коллекторов;

в результате проникновения в пласт фильтрата раствора и образования на забое твердой глинистой корки;

при проникновении в продуктивный пласт воды, вызывающей набухание глин в коллекторах, содержащих глины в породообразующем материале.

Степень влияния глинистого раствора на продуктивную характеристику призабойной зоны зависит не только от характеристики пласта, но и от перепада давления (репрессии на пласт, создаваемой глинистым раствором) на пласт, времени воздействия на пласт, а также от состава воды.

Исследования по изучению восстановления проницаемости коллекторов показали, что применение пластовой воды при вскрытии пласта обеспечивает восстановление первоначальной проницаемости до 86 % по сравнению с ~ 50 % при использовании пресной воды.

Восстановление проницаемости призабойной зоны в значительной мере зависит от количества и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Анализ промысловых данных показывает, что глубина проникновения фильтрата может достигать значительных размеров. Например, на месторождении Русский Хутор радиус зоны проникновения фильтрата равен 1,7 м, а на Расшеватском 1,8-2,6 м.

Большое влияние на количество и глубину проникновения в пласт промывочной жидкости имеет репрессия на пласт в процессе его вскрытия. В ряде

Месторождение	Глубина скважи- ны, м	Текущее пласто- вое давление, МПа	Гидростатическое давление глиняно- го раствора, МПа	Превышение дав- ления раствора над пластовым, МПа
Каневское	1700	11,77	19,55	7,78
Челябинское	2240	12,66	25,80	13,14
Ленинградское	2200	14,71	25,30	10,59
Старо-Минское	2170	16,00	24,95	8,95
Кущевское	1500	11,67	17,50	5,83
Крымовское	2400	21,60	27,60	6,00
Майкопское	2850	18,70	32,80	14,10
Березанское	2670	15,18	30,70	15,52
Сердюковское	2700	16,93	31,00	14,07

Таблица 6.6

случаев, репрессия бывает настолько велика, что приводит к гидроразрыву пласта, а, следовательно, проникновению в пласт большого количества промывочной жидкости.

Значительное превышение гидростатического давления столба глинистого раствора наблюдается при вскрытии и обработке истощенных пластов в хорошо дренированных коллекторах. В табл. 6.6 приведены данные по превышению гидростатического давления глинистого раствора по некоторым месторождениям Краснодарского края.

Влияние глинистого раствора при вскрытии и глушении на производительность газовых скважин может быть настолько большим, что первоначальную производительность не удается восстановить даже при увеличении депрессии на пласт в несколько раз. В табл. 6.7 приведены данные по дебитам некоторых скважин после капитального ремонта, а также сравниваются дебиты и депрессии на пласт после ремонта с их значениями до ремонта.

С учетом этих результатов необходимо обосновать параметры промывочной жидкости для вскрытия пласта и проведение ремонтных работ на любой стадии разработки газовых и газонефтяных месторождений. Наиболее часто для этой цели предлагаются облегченные промывочные жидкости на углеводородной основе, преимущество которых заключается в практически ничтожной фильтрации в пористые среды. Такие растворы невосприимчивы к внешним факторам, не оказывают отрицательного влияния на глинистые отложения. Опыт их применения для глушения скважин показал, что естественная проницаемость призабойной зоны сохраняется, а сроки освоения скважин после ремонта снижаются до минимума.

Месторождение	Номер скважины	До ремонта		После ремонта	
		<i>Q<sub>г</sub>,</i> тыс. м <sup>3</sup> /сут	Депрессия, МПа	<i>Q</i> <sub>г</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	Депрессия, МПа
Березанское	21 53	328 416	0,54	260 330	1,33 1,42
Майкопское	15 24 24	620 720 550	0,63 1,57 1,20	560 530 550	1,75 2,10 2,00
Каневское	1 3 42	260 145 320	2,70 0,63 1,20	160 80 270	4,02 3,35 4,03

Таблица 6.7

Одним из наиболее перспективных способов вскрытия продуктивных пластов является вскрытие с применением газообразных агентов. Имеющиеся литературные данные по вскрытию пластов с газообразным агентом показывают, что использование их приводит к увеличению показателей скорости бурения, сокращению времени освоения скважины и полному сохранению естественной продуктивной характеристики пласта.

Эти преимущества обусловили большую популярность данного способа за рубежом, и в настоящее время практически каждая фирма в той или иной степени использует его.

#### ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА ВЕРТИКАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Производительность скважины должна быть обоснована для случая, когда несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия как фактор, влияющий на ее величину в пределах возможного, практически исключено. Для этого требуется полное вскрытие всего продуктивного разреза. Оно возможно на месторождениях пластового типа, как, например, на центральной части месторождения Шатлык. Если месторождение массивного типа, то вскрытие пласта по степени всегда будет несовершенным, так как полное вскрытие в таких случаях приведет к обводнению подошвенной водой. Гидродинамическое несовершенство скважины проявляется в том, что в призабойной зоне пласта с конечной толщиной из-за вскрытия пласта нарушается радиальность фильтрации.

Влияние несовершенства вскрытия на производительность скважины связано с удлинением пути фильтрации и образованием дополнительных сопротивлений притока газа к скважине, который в случае двойного несовершенства описывается уравнением

$$p_{nn}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2, \qquad (6.144)$$

где  $p_{an}$ ,  $p_3$  — пластовое и забойное давления; Q — дебит скважины; a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по формулам

$$a = \frac{\mu z p_{ar} T_{u,r}}{\pi K h T_{cr}} \left[ \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} + C_1 + C_2 \right], \tag{6.145}$$

$$b = \frac{\rho_{\rm cr} p_{\rm ar} z T_{\rm ILA}}{z \pi^2 l h^2 T_{\rm cr}} \left[ \frac{1}{R_{\rm c}} - \frac{1}{R_{\rm \kappa}} + C_3 + C_4 \right], \tag{6.146}$$

где µ, z — коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа;  $T_{n,n}$ ,  $T_{cr}$  — пластовая и стандартная температура газа; K, l — коэффициенты и макрошероховатости пласта; h — эффективная толщина пласта;  $R_{\kappa}$ ,  $R_{c}$  — радиусы контура питания и скважины;  $C_1$ ,  $C_3$  — коэффициенты несовершенства, связанные со степенью вскрытия пласта;  $C_2$ ,  $C_4$  — коэффициенты несовершенства, связанные с характером вскрытия пласта.

С точки зрения создания наименьших дополнительных сопротивлений в призабойной зоне, наиболее совершенной конструкцией является полное вскрытие продуктивного пласта, не обсаженного обсадной колонной. На практике не часто встречаются случаи, когда скважина гидродинамически совершенна. При выборе конструкции забоя газовой скважины необходимо учитывать: литолого-физическую характеристику пород призабойной зоны пласта; толщину продуктивных горизонтов и величины их пластовых давлений; состав и физико-химические свойства газа, нефти и волы:

состав и физико-химические свойства газа, нефти и воды;

условия вскрытия пропластков в процессе бурения, а также условиях их эксплуатации;

наличие подошвенной воды и близость краевых вод;

неоднородность газоносных (и нефтеносных при наличии оторочки) пластов.

Если предусмотрено освоение месторождения системой вертикальных несовершенных скважин, то должны быть обоснованы степень и характер ее несовершенства, в соответствии с принятым обоснованным решением о несовершенстве проектных эксплуатационных скважин. Расстояние от подошвы пласта (от газоводяного или газонефтяного контакта) до дна скважины определяется с учетом геологических особенностей залежи, устойчивости пород, последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков, параметра анизотропии и других факторов. В соответствии с принятой величиной несовершенства рассчитываются коэффициенты несовершенства скважин.

Следует подчеркнуть, что из двух видов несовершенства, как правило, необходимо определить коэффициенты несовершенства только по степени вскрытия пласта, так как несовершенство по характеру вскрытия можно легко избежать путем увеличения числа перфорационных отверстий.

Для однородных пластов коэффициенты несовершенства по степени вскрытия C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> определяются по формулам, рекомендуемым в [93],

$$C_1 = \ln \bar{h}/\bar{h} + \left[1 - \bar{h}\right] \ln \frac{\delta}{\bar{R}_c}/\bar{h} \quad \varkappa \quad C_3 = 1/\bar{h}, \qquad (6.147)$$

где  $\overline{h} = h_{\rm bc}/h$ ,  $\delta = 1, 6\left(1 - \overline{h}^2\right)$  и  $\overline{R}_{\rm c} = R_{\rm c}/h$ ;  $h_{\rm bc}$  — вскрытая толщина пласта;

*R<sub>c</sub>* – радиус скважины. Достоверность формулы (6.147) проверена экспериментами, результаты которых приведены в [104]. Естественно, что чем ниже вертикальная проницаемость, тем меньше участие в эксплуатации невскрытых пропластков. Влияние параметра анизотропии и неоднородности пропластков на производительность скважин показано на рис. 6.30 в безразмерных единицах, что позволяет использовать эти зависимости при проектировании месторождений с любой геологической характеристикой.

Для неоднородных залежей, неполностью вскрытых скважинами, аналитические зависимости не получены. Даже для двухпластовой, неоднородной по параметрам пластов залежи коэффициенты несовершенства по степени вскрытия определяются весьма приближенно, в зависимости от величины вскрытия. В частности, если вскрыта часть одного из пластов двухпластовой залежи, то коэффициенты несовершенства по степени вскрытия находят по формулам

$$C_{1} = \ln \frac{K_{1}h_{1} + K_{2}h_{2}\left(1 - \frac{R_{c}}{R_{k}}\right)}{K_{1}h_{1}}; \quad C_{3} = \frac{(h_{1} + h_{2})^{2}}{h_{2}} \left[\frac{1}{h_{1}} + \frac{1}{h_{1} + h_{c}\left(1 - R_{c}/R_{k}\right)}\right], \quad (6.148)$$

где  $K_1$ ,  $K_2$  и  $h_1$ ,  $h_2$  — соответственно проницаемости и толщины первого и второго пластов (в данном случае вскрыта часть пласта «1»).

Если один из пластов (в данном случае пласт «1») вскрыт полностью, то коэффициенты  $C_1$  и  $C_3$  определяют по формулам

Рис. 6.30. Зависимости относительного дебита вертикальной скважины от вскрытия пласта:

 изотропного; 2 – анизотропного;
 двухслойного, снизу изотропного;
 трехслойного, в середине изотропного; 5 – трехслойного, в середине изодине изотропного; 6 – при K<sub>p</sub> = 0

Рис. 6.31. Зависимости относительного дебита вертикальной скважины от числа перфорационных отверстий при различных коэффициентах фильтрационного сопротивления (*a*) и разности квадратов пластового и забойного давлений от числа отвертий при различных относительных

дебитах: a: 1 - a = 0,3 и  $b = 0,1; 2 - a_c = 10$  и  $b_c = 0,001; 6: 1 - \overline{Q} = 0,7; 2 - \overline{Q} =$ 





$$C_{t} = \ln \frac{K_{1}h_{1} + K_{2}h_{2}(1 - R_{c}/R_{\kappa})}{K_{1}h_{1}} + \frac{K_{cp}}{K_{1}}\ln \left[\frac{(1 - \bar{h})(h_{1} + h_{2})}{h_{2}h_{bc}/(h_{1} + h_{2})} - \frac{(1 - h_{bc})/(h_{1} + h_{2})}{h_{bc}/(h_{1} + h_{2})}\right]; \quad (6.149)$$

$$C_{3} = \frac{h_{1} + h_{2}}{(1 - h_{bc})/(h_{1} + h_{2})} \left[ \frac{1}{h_{1}} - \frac{1}{h_{1} + h_{2}(1 - R_{c}/R_{\kappa})} \right] + \frac{1}{h_{bc}/(h_{1} + h_{2})} - \frac{h_{2}}{h_{1} \left[ 1 - h_{bc}/(h_{1} + h_{2}) \right]}.$$
 (6.150)

Если вскрыты полностью первый пласт и частично второй, то коэффициенты C<sub>1</sub> и C<sub>3</sub> вычисляют по формулам

$$C_{1} = \ln \frac{K_{\rm cp} - K_{2} [1 - h_{\rm bc} / (h_{1} + h_{2})] \cdot R_{\rm c} / R_{\kappa}}{K_{\rm cp} - K_{2} [1 - h_{\rm bc} / (h_{1} + h_{2})]};$$
(6.151)

$$C_{3} = \frac{1}{h_{\rm bc}/(h_{\rm l}+h_{\rm 2})} - \frac{1}{R_{\rm \kappa}/R_{\rm c} - \left[1 - \frac{h_{\rm bc}}{(h_{\rm l}+h_{\rm 2})}\right]}.$$
 (6.152)

Как было отмечено выше, коэффициенты несовершенства по характеру вскрытия зависят от: типа перфораторов, геометрических размеров перфорационных каналов, устойчивости пород и их фильтрационных характеристик. Они существенно изменяются при разрушении призабойной зоны при проведении работ по интенсификации притока газа к забою и т.д. Степень влияния числа перфорационных отверстий n на величину депрессии на пласт и на дебит скважины при известных коэффициентах фильтрационного сопротивления показана на рис. 6.31, a,  $\delta$ .

Вопрос о характере влияния на производительность скважин коэффициентов  $C_2$  и  $C_4$  полностью снимается при открытом забое скважины. Но открытый забой рекомендуется тогда, когда призабойная зона сложена из устойчивых к разрушению пород (сцементированные песчаники, трещиноватые известняки, доломиты и т.д.). Существенное значение при вскрытии пласта с открытым забоем имеет правильный выбор промывочной жидкости. Наиболее желательным является вскрытие пласта с помощью газообразных агентов, чтобы не создавать дополнительных сопротивлений в результате закупоривания трещин и фильтрационных каналов призабойной зоны. В результате неправильного вскрытия, открытый забой может иметь несовершенство, когда газ движется не по всей поверхности, а только по тем каналам, которые не закупорены фильтратом промывочной жидкости.

Связь пласта с забоем значительно ухудшается, независимо от отсутствия обсадной колонны, цементного камня и перфорационных каналов, в скважинах с открытым стволом в пределах продуктивного пласта, если создается значительная депрессия на пласт. Промысловые и лабораторные опыты показывают (особенно при вскрытии трещиноватых коллекторов) на существенное снижение коэффициента проницаемости при снижении давления на забое скважины.

Если скважины вскрывают неустойчивые пласты, то в проекте необходимо предусмотреть готовые фильтры в пределах интервала перфорации. При этом могут быть использованы щелевые, проволочные, керамические и другие виды фильтров. Скважины, оборудованные готовым фильтром, наиболее близки к совершенной по характеру вскрытия (не считая скважин с открытым забоем). Однако следует учесть, что если газ содержит агрессивные компоненты, то металлические детали должны быть изготовлены в антикоррозионном исполнении.

Наиболее распространенной конструкцией забоя в газовых и газоконденсатных скважинах является зацементированная колонна с последующей перфорацией, пулевыми, кумулятивными и торпедными перфораторами. Наиболее надежным с точки зрения предохранения забоя от повреждений и имеющим большую пробивную способность является кумулятивный перфоратор. Удельный вес кумулятивной перфорации в настоящее время превышает 80 % от общего объема перфорационных работ.

Один из лучших способов вскрытия пласта – гидропескоструйная перфорация, но из-за технологических трудностей осуществления она не получила широкого распространения.

## ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО РАЗРЕЗА ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

При прогнозировании показателей разработки вертикальными скважинами вопрос о вскрытии продуктивного разреза рассматривается с позиции отработки всех пропластков с учетом наличия гидродинамической связи между ними, опасности обводнения скважин подошвенной водой, состава добываемой продукции по толщине залежи и т.д. При этом не рассматривается вопрос о направлении ствола, предполагается, что ствол будет строго вертикальным или наклонным (если скважины размещены кустами).

Освоение газовых и газонефтяных месторождений системой горизонтальных скважин предъявляет к вскрытию продуктивного разреза дополнительные требования:

наличие в обязательном порядке вертикальной проницаемости не только в пределах гидродинамической связи между пропластками, но даже в пределах вскрываемого горизонтальным стволом пропластка;

направление горизонтального ствола в пределах продуктивного разреза, имеющее важное значение для устойчивой эксплуатации скважин без осложнений.

Эти требования обусловлены, как правило, тем, что вскрываемые горизонтальными скважинами пласты низкопроницаемые и малопродуктивные и освоение таких залежей вертикальными скважинами нецелесообразно по экономическим показателям.

Вскрытие газовых и газонефтяных месторождений горизонтальными скважинами необходимо обосновать, исходя из:

одновременности вовлечения в разработку всех пропластков;

равномерности дренирования залежи по площади;

безводной эксплуатации скважины в течение всего периода разработки залежи;

необходимости предотвращения возможности образования песчаножидкостных пробок;

безгазовой эксплуатации нефтяных оторочек;

необходимости вскрытия одного или нескольких пропластков при освоении многопластовых неоднородных наклонных пластов и т.д.

Возможные варианты вскрытия газовых и газонефтяных месторождений горизонтальными скважинами и распределение забойного давления и дебита при различных конструкциях скважин показаны на рис. 6.32,  $a-\partial$ . На рис. 6.32, a приведена схема стандартного горизонтального ствола без оборудования фонтанных труб. При такой конструкции минимальное забойное давление будет у сечения ствола, переходящего из вертикального положения в горизонтальное. Накопление дебита, начиная от торца ствола, и движение потока в сторону вертикальной части ствола приводит к росту потерь давления по горизонтальной части ствола. Поэтому зависимости Q и  $p_3$  от L (см. рис. 6.32, a) следует, что при L = 0 забойное давление будет минимальным (в пределах горизонтальной части ствола), а дебит максимальным.

На рис. 6.32, *б* показана схема стандартной горизонтальной скважины, оборудованной частично фонтанными трубами, и распределение давления на забое и дебита вдоль горизонтального ствола. Как видно из этого рисунка, из-за потерь давления в затрубном пространств и в зоне от башмака фонтанных труб до торца скважины минимальное забойное давление в отличие от предыдущего варианта (см. рис. 6.32, *а*) (горизонтальный ствол не оборудован фонтанными



Рис. 6.32. Вскрытия газовых залежей горизонтальными скважинами: *a* - с горизонтальным стволом без фонтанных труб; *б* - с частично оборудованным трубами гори-зонтальным стволом; *в* - полностью оборудованным фонтанными трубами горизонтальным ство-лом; *г* и *д* - профили горизонтальных стволов, не оборудованных и частично оборудованных фон-танными трубами, обеспечивающие вынос твердых и жидких примесей в продукции скважин

трубами) переместилось к башмаку фонтанных труб. Эта особенность горизонтального ствола позволяет в зависимости от дебита и диаметров и длин обсадных колонн и фонтанных труб отвести от зоны вертикальной части ствола минимальное забойное давление на любое расстояние. Если учесть, что в настоящее время длина горизонтального ствола составляет несколько тысяч метров, то нетрудно создать такую длину горизонтального ствола, которая позволила бы отвести максимальную депрессию на пласт на несколько километров в сторону, что очень важно при бурении нескольких скважин из одного куста или из одной платформы в морских условиях.

На рис. 6.32, в приведены схема конструкции горизонтального ствола, оборудованного практически до торца фонтанными трубами, и соответствующие этой схеме распределения забойного давления и дебита скважины. Эта схема аналогична схеме, показанной на рис. 6.32,  $\delta$  и отличается от нее только тем, что  $L_1$ , т.е. длина спуска фонтанных труб, практически равна длине горизонтальной части ствола L. Такая схема позволяет в некоторой степени улучшить условие выноса примесей, поступающих в ствол вместе с газом.

На рис. 6.32, г и д показаны профили горизонтальных стволов, оборудованных фонтанными трубами (рис. 6.32, д) и без них (рис. 6.32, г). Такие конструкции также позволяют улучшить условия выноса примесей из горизонтальной части ствола. В случае варианта «г» примеси, поступающие к горизонтальному стволу, стекают к сечению, где находится башмак фонтанных труб, а оттуда суммарным потоком  $Q_{\text{сум}} = Q_{3a6} + Q_{L-L_1}$  по фонтанным трубам выносятся на поверхность.

Как было отмечено выше, одной из отличительных черт горизонтальных скважин от вертикальных является несовершенство горизонтальных нефтяных и газовых скважин. Для горизонтальных скважин несовершенство по степени вскрытия пласта по толщине носит условный характер. Несовершенство горизонтальной скважины по толщине следует понимать как симметричное или асимметричное расположение горизонтального ствола по толщине продуктивного разреза. Теоретическим оптимальным расположением горизонтального ствола по толщине считается его симметричное положение относительно кровли и подошвы пласта. При вскрытии изотропного пласта горизонтальным стволом, симметрично расположенным по толщине, скважина дает максимальный дебит. Перемещение ствола ближе к кровле или подошве пласта сопровождается снижением дебита при одинаковых депрессиях на пласт, конструкциях горизонтального ствола относительно дебита, получаемого при симметричном расположении ствола. Причем для пластов небольшой толщины (~50 м) влияние симметричности расположения ствола на дебит незначительно (около 7 %). С увеличением толщины пласта влияние асимметрического расположения горизонтального ствола на производительность увеличивается.

Для горизонтальных скважин более существенным с позиции несовершенства вскрытия пласта для их производительности оказывается несовершенство по вскрытию в плане зоны, дренируемой горизонтальным стволом. К настоящему времени предложено три варианта формы зоны, дренируемой горизонтальной нефтяной скважиной (рис. 6.33, *a*, *б*, *в*), для которых получены приближенные расчетные формулы, позволяющие определить дебит горизонтальных нефтяных скважин, и только одна форма зоны дренирования горизонтальными газовыми скважинами, показанная на рис. 6.33, *в*. Производительность горизонтальной скважины с длиной ствола  $L_{ck}$ , дренирующей полосообразный пласт длиной L, существенно зависит от отношения  $\tilde{l} = L_{ck}/L$ . Аналитические формулы для определения влияния несовершенства в плане вскрытия зоны



дренирования на производительность горизонтальных газовых и нефтяных скважин к настоящему времени не предложены. Не предложены и формулы для определения коэффициентов несовершенства по вскрытию в плане, аналогов коэффициентов  $C_1$  и  $C_3$  для вертикальных скважин.

Такие формулы могут быть получены для простых геометрических форм зоны дренирования, например, для круга. Однако мало вероятно, что форма зоны дренирования будет круглой. Для этого длина горизонтального ствола должна быть весьма ограниченной, а потери давления в горизонтальной части ствола незначительными. В противном случае на форму зоны дренирования будет влиять изменение забойного давления по горизонтальному стволу.

Влияние несовершенства горизонтального ствола в плане на дебит может быть учтено путем использования результатов численного решения задач о фильтрации газа и нефти к горизонтальной скважине, позволяющих учитывать естественные формы зоны дренирования, неоднородность и анизотропность пластов. Результаты численного решения, полученные на геолого-математических моделях фрагментов нефтяных и газовых месторождений в безразмерных координатах в виде зависимостей  $\overline{Q}$  от  $\overline{k} \left[\overline{L} = L_{\rm ck}/L$  и  $\overline{Q} = Q(L_{\rm ck})/Q(L)\right]$ , показаны на рис. 6.34 и 6.35 для изотропных, анизотропных и многослойных пластов при различных «радиусах» контура питания. Принятое условное понятие «радиус» контура питания представляет собой половину расстояния между двумя горизонтальными стволами и выражено через  $\overline{R}_{\rm k} = R_{\rm k}/L$ . Зависимости, показанные на этих рисунках, должны быть использованы при определении проектных дебитов нефтяных и газовых скважин по формулам, полученным

Рис. 6.34. Зависимости относительного дебита Q от относительного вскрытия газоносного пласта вертикальной (1) и горизонтальной скважиной (2–7) для различных безразмерных радиусов контура питания



Рис. 6.35. Зависимости относительного дебита горизонтальной нефтяной скважины от относительного вскрытия в плане полосообразного пласта:  $1 - k_i > k_{i+1}$  и  $R_k = 1400$  м;  $2 - k_1 = 0,1$  мкм<sup>2</sup>;  $3 - k_1 = 0,5$  мкм<sup>2</sup>;  $4 - k_1 = 0,1$  мкм<sup>2</sup>;  $5 - k_1 = 0,1$  мкм<sup>2</sup>;  $5 - k_1 = 0,1$  мкм<sup>2</sup>;  $5 - k_1 = 0,1$  мкм<sup>2</sup> н  $\overline{R}_k = 175$ ;  $6 - k_i < k_{i+1}$  и  $R_k = 350$  м

для полосообразного пласта, вскрытого симметрично расположенным горизонтальным стволом, относительно толщины пласта и «радиуса» контура питания. Размеры полосообразного пласта, приходящегося на долю проектной горизонтальной скважины, должны быть определены из структурной карты с размещенными по площади структуры проектными горизонтальными скважинами. Естественно, что если каждая проектная горизонтальная скважина будет полностью вскрывать (в плане) приходящийся на ее долю полосообразный пласт, то производительность ее будет максимальной. В целом же общая длина горизонтального ствола нефтяных и газовых скважин должна быть установлена путем оптимизационных расчетов длины горизонтального ствола с учетом геологической характеристики залежи.

# 6.12. ВСКРЫТИЕ МНОГОСЛОЙНЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

При решении вопроса, связанного с вскрытием многослойного неоднородного пласта горизонтальными стволами, необходимо исходить из того, какая зависимость между производительностью горизонтальных скважин, вскрываемыми пропластками, параметрами анизотропии этих пропластков, последовательностью их залегания, углом падения газоносных пропластков и расположением горизонтального ствола.

На многопластовых неоднородных залежах с подошвенной водой при хорошей гидродинамической связи между пропластками возможны два варианта расположения горизонтального ствола:

1. С позиции получения максимального дебита при заданной депрессии на пласт. Если опасность обводнения подошвенной водой невелика, то следует горизонтальный ствол расположить симметрично по толщине продуктивного пласта.

2. С позиции получения устойчивого безводного дебита. Горизонтальный ствол следует расположить ближе к кровле продуктивного разреза, что позволит увеличить допустимую депрессию на пласт или же, при разумном ограничении значения депрессии на пласт, продлить срок безводной эксплуатации скважины.

Схематично предлагаемые варианты вскрытия многопластовой неоднородной залежи с подошвенной водой показаны на рис. 6.36, *а* и *б* (вскрытие горизонтальных пластов) и рис. 6.37 (вскрытие наклонных пластов). При вскрытии многослойных горизонтальных пластов существует только один возможный вариант — перемещение горизонтального пласта ближе к кровле. При этом снижение дебита (при заданной депрессии на пласт) зависит от толщины пласта. При сравнительно малых толщинах газоносного пласта потери в дебите сравнительно небольшие. Так, например, на одном из месторождений Республики Саха, при толщине залежи h = 20 м снижение дебита за счет передвижения горизонтального ствола к кровле составляет ~ 7 %. С ростом толщины потери дебита за счет асимметрии расположения горизонтального ствола по толщине увеличиваются. Особенно существенное снижение дебита происходит в



Рис. 6.36. Схема вскрытия газоносного пласта с подошвенной водой горизонтальной скважиной и образование конуса подошвенной воды: *a* – при отсутствии в горизонтальном стволе фонтанных труб; *б* – при частичном оборудовании го-

 а – при отсутствии в горизонтальном стволе фонтанных труо; о – при частичном оборудовании горизонтального ствола фонтанными трубами

том случае, когда параметр анизотропии  $\varkappa \leq 0,01$  и низкопроницаемые пропластки расположены ближе к кровле. Влияние перемещения горизонтального ствола относительно середины газоносной толщины будет рассмотрено при обосновании технологического режима работы горизонтальных скважин, а также в разделе, посвященном степени истощения каждого высоко- и низкопроницаемого пропластка.

На рис. 6.37 показаны схемы вскрытия многослойного неоднородного наклонного пласта для двух вариантов расположения ствола. В варианте «а» ствол скважины вскрывает верхний пропласток по оси у. В этом случае опасность обводнения намного меньше, чем во всех остальных возможных вариантах расположения горизонтального ствола. Однако если вертикальные проницаемости пропластков незначительные, то дебиты скважин при таком расположении могут оказаться очень низкими.



Рис. 6.37. Схема вскрытия многослойного наклонного пласта горизонтальной скважиной Поэтому проектировщик должен предусмотреть вскрытие всех пропластков с учетом возможности опережающего продвижения краевой воды по высокопроницаемым пропласткам. При этом должны прогнозироваться межпластовые перетоки. Степень истощения каждого из пропластков зависит не только от межпластовых перетоков, но и от длины горизонтального ствола, вскрывшего каждый из пропластков. Длина вскрытия каждого из пропластков зависит от угла наклона горизонтального ствола, точнее, от профиля ствола.

Современная технология бурения горизонтальных скважин позволяет создавать самые различные профили горизонтального ствола. Кроме того, при вскрытии пласта горизонтальными скважинами на различных участках залежи профили вскрытия могут быть и должны быть выбраны, исходя из геологической особенности залежи на отдельных участках.

## 6.13. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

В основу выбора конструкции скважин для освоения газовых месторождений должно быть заложено два главных условия:

герметичность, устойчивость колонны и вскрытие пласта;

обеспечение ожидаемых дебитов с минимальными потерями давления в стволе и выносом примесей в составе добываемой продукции.

К конструкции скважины относятся фонтанная арматура, колонная головка, обсадные и фонтанные трубы, фильтровая часть, клапаны ингибиторный, циркуляционный, отсекатель, пакер, хвостовик. Эти элементы обосновываются с позиции эксплуатационных характеристик скважины. С позиции герметичности и устойчивости скважин элементы, входящие в понятие «конструкция скважины», обосновываются специалистом по бурению исходя из геологических особенностей разреза.

При обосновании конструкции эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин необходимо учесть:

геологические особенности разреза горных пород в районе расположения месторождения;

наличие водоносных пластов в разрезе;

наличие подошвенной воды (нефтяной оторочки);

устойчивость коллекторов в пределах этажа газоносности;

наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, ртуть и др.;

величину пластового давления;

продуктивность газоносных коллекторов;

однородность продуктивного разреза и последовательность залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков и гидродинамическую связь между ними;

наличие многолетнемерзлых слоев в среде, окружающей ствол скважины; содержание конденсата в газе и другие факторы.

Если месторождение осваивается системой горизонтальных скважин, то к перечисленным факторам добавляются обоснование радиуса кривизны для перехода ствола от вертикального к горизонтальному положению, длина горизонтальной части ствола, обеспечение выноса примесей из затрубного пространства к башмаку фонтанных труб и далее по этим трубам до устья скважины. При этом необходимо обосновать работоспособность участка от башмака фонтанных труб до торца скважины, решить вопрос о центрации пролежания фонтанных труб и распределении давления в пласте в зависимости от конструкции скважины и т.д.

В отличие от нефтяных скважин заколонное пространство всех колонн в газовых и газоконденсатных скважинах цементируется практически до устья. Герметичность газовых и газоконденсатных скважин является обязательным условием для их принятия в эксплуатационный фонд. Если это условие не соблюдено, то возникает опасность утечки газа, что создает взрывоопасную ситуацию. В практике освоения газовых месторождений известны случаи, когда из-за газопроявления вследствие негерметичности скважин или нарушения технологии бурения в процессе освоения залежи были переселены населенные пункты.

Устойчивость и герметичность скважин существенно зависят от наличия многолетнемерзлых грунтов. Наличие мерзлоты значительной мощности в северо-восточных районах Российской Федерации снижает устойчивость технических, промежуточных и эксплуатационных колонн и скважин в целом в результате растепления прискважинной зоны в процессе ее эксплуатации.

Как правило, температура потока газа в стволе скважины намного выше температуры мерзлых пород, окружающих ствол. Поэтому происходит оттаивание прискважинной зоны, что приводит к нарушению цементирующей связи между цементным камнем и мерзлыми породами. В результате ствол скважины оказывается оторванным от горных пород.

Избежать этого явления можно только при создании хорошо теплоизолированных технических, промежуточных и эксплуатационных колон. В конце 60-х гг. 20 в. были проведены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию теплоизолированных труб для бурения скважин в северных и северо-восточных районах, где распространены многолетнемерзлые породы. Однако несмотря на создание опытных образцов таких труб, не было налажено их промышленное производство.

Поэтому в настоящее время во избежание вибрации устья газовых скважин на севере Тюменской области используют цементный раствор для их крепления на «бункере».

С позиции технологии добычи газа наличие мерзлоты в определенной степени обусловливает необходимость ингибирования скважин против гидратообразования. С наличием мерзлоты, развитой до сравнительно больших глубин, связана низкая температура газа в пласте. Так, например, на Среднеботуобинском газонефтяном месторождении Республики Саха (Якутия) на глубине ~ 2000 м температура газа равна 120 °C. В таких условиях гидраты образуются не только в стволе скважины, но и в призабойной зоне пласта в результате создания депрессии на пласт. Проходя через зону мерзлоты толщиной до 1300 м, газ с учетом снижения его температуры и за счет создания депрессии на пласт приобретает практически отрицательную температуру у устья скважины.

При проектировании разработки газовых и газонефтяных месторождений задачи, связанные с герметичностью и устойчивостью скважин, вскрытием пласта, оборудованием скважин, решаются специалистами, привлеченными к проектированию по бурению. При этом обоснование диаметра обсадной колонны и глубины ее спуска, решение вопросов состояния забоя (открытый или перекрытый обсадной колонной, центрированный, а затем перфорированный с указанием типа перфоратора) осуществляются технологом по режимам эксплуатации скважин, исходя из ожидаемого дебита скважин. Хорошим примером привязки диаметров обсадной колонны и фонтанных труб к производительности скважин является, выбранная для месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и других конструкция скважин, когда большие дебиты (около 1 млн.  $m^3$ /сут) не вызывают существенных потерь давления в стволе, так как диаметр обсадной колонны равен 0,2 м, а фонтанных труб – 0,15 м. По параметрам труб конструкция скважин этих месторождений аналогов в мире не имеет.

### ВЫБОР ДИАМЕТРА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Прежде всего, выбираемый в проекте диаметр эксплуатационной (обсадной) колонны должен позволять спуск в скважину фонтанных труб такой конструкции, при которой будут иметь место минимальные потери давления при движении газа по стволу скважины и одновременно будет обеспечиваться вынос поступающих на забой жидких и твердых примесей. Для выноса примесей необходима на любом сечении по стволу скорость, превышающая 5 м/с. Такая скорость не только обеспечивает минимальные потери и надежную эксплуатацию скважины без осложнений, но и гарантирует минимальный коррозионноэрозионный процесс в стволе.

В зависимости от геологических условий на месторождении, т.е. в зависимости от устойчивости пород к разрушению, от наличия подошвенной воды, от неоднородности пласта и последовательности залегания высоко и низкопроницаемых пропластков, их вскрытия и гидродинамической связи между пластами, в проекте должна быть выбрана одна из четырех конструкций, показанных на рис. 6.38, если месторождение осваивается системой вертикальных скважин. Вариант *а* следует выбрать тогда, когда пласт устойчив к разрушению и отсутствует опасность обводнения скважины подошвенной водой. При проектировании разработки в пределах одного месторождения может иметь место несколько конструкций. Так, например, на месторождении Шатлык в пределах купольной и приконтурной частей залежи приняты конструкции *в* и *г* соответственно.

В случае когда на разные пачки пропластков пробурены различные сетки скважин с целью одновременного вовлечения в разработку всех запасов на месторождении, должны быть выбраны различные типы конструкций. В частности, на Оренбургском газоконденсатном месторождении были использованы практически все четыре разновидности вскрытия пласта.

Если продуктивный пласт неустойчив к разрушению, то он перекрывается обсадной колонной, а затем цементируется и перфорируется. Тип перфоратора и число отверстий обязан выбрать проектировщик исходя из влияния характера вскрытия на производительность скважины при заданной депрессии на пласт. На рис. 6.30 и 6.31 показаны зависимости  $\Delta p^2$  и относительного дебита  $\bar{Q}$  газовых скважин от числа перфорации *n* для заданных коэффициентов фильтрационного сопротивления а и b. Принятые в настоящее время методы вскрытия в зависимости от числа отверстий практически не снижают производительность скважины. Поэтому при проектировании разработки газовых месторождений особых трудностей, связанных с характером вскрытия пласта, не возникает. Тем не менее для устойчивых коллекторов целесообразнее иметь скважину с открытым стволом в пределах продуктивного разреза. Такие конструкции Оренбургском газоконденсатном месторождении использованы на (см. рис. 6.38, а и б).



В любом случае каждый из вариантов, показанных на рис. 6.38, должен обеспечить вынос на поверхность твердых и жидких примесей, поступающих вместе с газом на забой скважины.

Экспериментально и промысловыми исследованиями установлено, что минимальная скорость для выноса примесей должна быть ≥ 5 м/с.

Эта скорость определяется по формуле

$$v \ge 0,52Qz_{a}T_{a}/d_{a}^{2}p_{a},$$
 (6.153)

где Q — дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $z_3$  — коэффициент сверхсжимаемости газа на забое, т.е. при  $p_3$  и  $T_3$ ;  $T_3$  — забойная температура, К;  $p_3$  — забойное давление, Па;  $d_8$  — внутренний диаметр труб, по которым движется поток газа, см.

При допустимой минимальной скорости  $v_{\text{мин}} = 5$  м/с для определения диаметра, обеспечивающего работу скважины без образования песчаной пробки или столба жидкости, должна быть использована формула

$$d_{\mu} = [0, 102Qz_{\mu}T_{\mu}/p_{\mu}]^{0.5}.$$
(6.154)

Выбранный таким способом диаметр должен обеспечить вынос примесей, начиная от сечения торца скважины. Такой случай возможен только при спуске фонтанных труб практически до дна скважины. Величина Q устанавливается по результатам исследования скважины, которой соответствуют определенные  $p_3$  и  $T_3$ .

Если подсчитанный по формуле (6.154) диаметр окажется меньше фактического (а в большинстве случаев так бывает), то необходимо предусмотреть спуск фонтанных труб до нижней границы интервала перфорации. Такая конструкция должна быть выбрана во всех вариантах, за исключением варианта г (см. рис. 6.38).

Не менее важным предназначением обсадной колонны является обеспечение спуска таких фонтанных труб, при которых потери давления при движении газа по стволу были бы минимальными. Однако при поиске оптимального диаметра фонтанных труб необходимо исходить не только от минимизации потерь давления, но и из минимальной скорости потока газа, при которой обеспечивается вынос. Так как для выноса примесей требуется скорость потока ≥ 5 м/с, то оптимальным вариантом по величине диаметра фонтанных труб было бы сохранение этой скорости от забоя до устья скважины.

Для создания условия v = 5 м/с = const необходимы фонтанные трубы конической формы, как это показано на рис. 6.39, *а*. В реальных условиях для снижения потерь давления в стволе вместо конструкции с фонтанными трубами конической формы следует использовать ступенчатую колонну. На рис. 6.39, *б* показана однорядная двухступенчатая конструкция фонтанных труб. Число ступеней и глубина их спуска определяются с учетом диаметра обсадной колонны, глубины залегания пласта, производительности скважины и состава добываемой продукции.

#### ВЫБОР ДИАМЕТРА И ГЛУБИНЫ СПУСКА ФОНТАННЫХ ТРУБ

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений имеет место определенная последовательность расчета. В соответствии с этой последовательностью до выбора конструкции фонтанных труб обосновывается технологический режим эксплуатации скважинами или, другими словами, производительность проектных скважин с учетом возможности деформации и разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостных пробок, гидратов, конуса подошвенной воды и т.д. Поэтому при обосновании конструкции скважины считается, что дебит и забойное давление проектной скважины, наличие примесей в продукции и изменение перечисленных величин в процессе разработки известны. Исходя из этих величин и необходимости получения определенного значения устьевого давления, нужно отыскать рациональную конструкцию фонтанных труб.

При выборе конструкции проектных скважин наряду с необходимостью обеспечения минимальных потерь давления в стволе и удаления твердых и жидких примесей требуется и минимум металлозатрат.

Конструкция фонтанных труб выбирается путем проведения газодинамических расчетов; при этом используется уравнение движения газа по вертикальным, наклонным и горизонтальным трубам. В зависимости от конструкции скважины — вертикальная, наклонная или горизонтальная, состава добываемой продукции и его изменения по стволу должны быть использованы различные уравнения, связывающие диаметр и длину труб с дебитом газа, забойным и устьевым давлениями с учетом изменения температуры газа от забоя до устья скважины. Причем понятие «забойное давление» приобретает особое значение для горизонтальных скважин, а также вертикальных скважин, вскрывших продуктивный разрез толщиной несколько сотен метров.

Диаметр фонтанных труб, так же как и диаметр эксплуатационной колонны, выбирается исходя из условий, связанных с потерями давления и выносом примесей, поступающих в ствол вместе с газом. Отличительной особенностью выбора конструкции фонтанных труб является то, что в большинстве случаев как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах необходимо обеспечить названные выше условия и в трубном, и в затрубном пространствах.

### ВЫБОР ДИАМЕТРА ФОНТАННЫХ ТРУБ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Для выбора максимально допустимого диаметра фонтанных труб, обеспечивающего вынос примесей, следует пользоваться формулой (6.154). Так как формула (6.154) написана для башмака фонтанных труб, где  $p = p_3$ , а от башмака до устья давление снижается, то естественно, что при постоянном диаметре фонтанных труб скорость движения будет v > 5 м/с. Предлагаемый метод выбора диаметра фонтанных труб справедлив только для них. Если они спущены до кровли продуктивного пласта, точнее, до верхней границы интервала перфорации, то условия выноса должны быть обеспечены исходя из диаметра обсадной колонны, начиная от нижней границы интервала перфорации.

Если фонтанные трубы частично перекрывают интервал перфорации, то конструкция скважины (т.е. диаметры обсадных колонн и фонтанных труб, а также длина перекрытого фонтанными трубами интервала) должна удовлетворять условиям выноса примесей и минимума потерь давления как в затрубном пространстве, так и по самим фонтанным трубам.

При выборе диаметра фонтанных труб следует исходить из того, что забойное давление известно. Причем принимаемое за известное значение забойного давления устанавливается исходя из выбранного технологического режима работы скважины, независимо от того, каким методом (аналитическим или численным) прогнозируются показатели разработки месторождения. Величина забойного давления, обусловленного выбранными критериями технологических режимов работы скважины в виде: градиента давления, депрессии на пласт, заданного дебита и т.д., как правило, считается постоянной. Однако для продуктивных пластов с большой толщиной (несколько сотен метров) забойное давление не может быть постоянной величиной. Обычно в проектах разработки используют два наиболее часто распространенных варианта: забойное давление на середине этажа газоносности и давление у башмака фонтанных труб. В условиях разрушения призабойной зоны и возможности образования песчаных пробок башмак фонтанных труб должен находиться вблизи нижней границы интервала перфорации. При сравнительно больших дебитах скважин и толщинах продуктивного интервала спуск фонтанных труб практически до нижних отверстий интервала перфорации приводит к значительным потерям давления либо в затрубном пространстве, либо в самих трубах, а в ряде случаев – в обоих пространствах. Для снижения ожидаемых потерь давления как в затрубном пространстве, так и в фонтанных трубах, когда они спущены до нижних отверстий, необходимо обосновать диаметр обсадных колонн.

Определение забойного давления и его потерь в затрубном пространстве (т.е. от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб; от торца скважины, точнее, от нижней границы интервала перфорации до башмака) и в фонтанных трубах осуществляется следующим образом.

1. По известному забойному давлению, значение которого устанавливается технологическим режимом работы проектной скважины, рассчитывается давление на уровне верхнего интервала перфорации, используя формулу

$$p_{\rm sar} = \left(p_{\rm fam}^2 e^{2s} - \theta_{\rm sar} Q^2\right)^{0.5}, \qquad (6.155)$$

где  $p_{3at}$  — затрубное давление у верхней границы интервала перфорации;

$$s = 0,03415\overline{\rho}H_{3a\tau}/z_{cp}T_{cp},$$
 (6.156)

где  $H_{3a\tau}$  — расстояние от верхней границы интервала до башмака фонтанных труб;  $z_{cp}$  — средний коэффициент сверхсжимаемости в интервале от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб;  $T_{cp}$  — средняя температура в этой же зоне.

$$\theta_{_{3a\tau}} = 1,377\lambda_{_{3a\tau}} z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1)/d_{_{3\kappa}}^2, \qquad (6.157)$$

где  $\lambda_{3at}$  — коэффициент гидравлического сопротивления затрубного пространства, определяемый по [85];  $d_{3\kappa}$  — эквивалентный диаметр затрубного пространства, который определяется по формуле

$$d_{_{\mathfrak{H}}} = \left(D_{_{06c}}^2 - d_{_{II}}^2\right)^{0.5}, \qquad (6.158)$$

где  $D_{o6c}$  и  $d_{\rm H}$  — внутренний диаметр обсадной колонны и внешний диаметр фонтанных труб. В формуле (6.155) для определения  $p_{3ar}$  следует пользоваться переменной величиной дебита от верхней границы интервала перфорации до башмака фонтанных труб. При известных пластовом давлении и давлении у башмака распределение дебита в указанном интервале будет иметь вид, показанный на рис. 6.40 линией 2. Для приближенных расчетов это распределение может быть заменено линейной зависимостью, показанной линией 1 на этом же рисунке. При разбивке интервала  $H_{3ar}$  на одинаковые участки  $\Delta H_{3ar} = H_{3an}/n$ , где n — число участков, потери будут интенсивно расти от верхней границы интервала перфорации к башмаку фонтанных труб, так как они вызваны величиной дебита, суммируемого от участка к участку по принципу: дебит 1-го участка —  $Q_1$ ; 2-го участка —  $Q_{2c} = Q_1 + Q_2$ ; 3-го участка —  $Q_{3c} = Q_1 + Q_2 + Q_3$ и т.д.

2. По известному забойному давлению у башмака фонтанных труб давление на участке, где отсутствуют фонтанные трубы, определяется по формуле

$$p_{36} = \left(p_y^2 e^{2s} + \theta_{6\phi} Q_{6\phi}^2\right)^{0.5}, \qquad (6.159)$$

где  $p_{36}$  и  $p_{y}$  – забойное и устьевое давление;

$$s = 0,03415\bar{\rho}H_{6\phi}/z_{cp.\,6\phi}T_{cp.\,6\phi},\tag{6.160}$$

где  $H_{6\varphi}$  — расстояние от башмака фонтанных труб до нижней границы интервала перфорации (см. рис. 6.40);  $z_{cp. 6\varphi}$  — коэффициент сверхсжимаемости газа на участке  $H_{6\varphi}$ ;  $T_{cp. 6\varphi}$  — средняя температура газа на этом же участке.



Рис. 6.40. Схема распределения дебита вертикальной скважины в затрубном пространстве при частичном перекрытии фонтанными трубами интервала притока газа

$$\theta_{6\phi} = 1,377\lambda_{o6}z_{cn,6\phi}^2 T_{cn,6\phi}^2 (e^{2s} - 1)/D_{o6}^2, \qquad (6.161)$$

где  $\lambda_{o6}$  — коэффициент гидравлического сопротивления обсадной колонны;  $D_{o6}$  — внутренний диаметр обсадной колонны.

## ВЫБОР ДИАМЕТРА ФОНТАННЫХ ТРУБ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Разновидностью вертикальных скважин являются наклонные скважины. Выбор диаметра и глубины спуска фонтанных труб наклонных скважин следует производить аналогично с вертикальными скважинами, с той лишь разницей, что при расчете забойного давления или потерь давления в наклонных скважинах вместо глубины использовать общую длину ствола (рис. 6.41).

При выборе конструкции горизонтальных скважин следует исходить из того, что вертикальная и наклонная (искривленная) части горизонтальной скважины изучены как с точки зрения выбора конструкции, так и с позиции определения забойного давления удовлетворительно. Не исследуемой остается только горизонтальная часть ствола. Методика определения забойного давления в горизонтальной части ствола, оборудованного фонтанными трубами и без них, приведена в работе [60]. Однако в этой работе входящие в расчетные формулы диаметры не ограничены условиями минимума потерь и выноса примесей. Допуская, что для выноса примесей из горизонтальной части ствола скважины необходимо, чтобы частицы жидких и твердых примесей были в висячем состоянии, можно использовать величину скорости потока газа в горизонтальном участке ствола, равную также 5 м/с. Тогда в горизонтальной скважине, не оборудованной фонтанными трубами, связь между давлением и диаметром будет иметь вид



Рис. 6.41. Схема профиля наклонной скважины в кусте, использованная на месторождениях севера Тюменской области

$$p_{36}^2 = p_{311}^2 + \theta_r Q^2, \qquad (6.162)$$

где  $p_{36}$ ,  $p_{3n}$  — забойные давления у дна горизонтального ствола и на переходе от вертикального или наклонного положения к горизонтальному. Величина  $p_{3n}$  при малом радиусе кривизны ( $R \approx 4 \div 6$  м) определяется формулой

$$p_{30} = p_y^2 e^{2s} + \theta_y Q^2, \qquad (6.163)$$

где величины s и  $\theta_n$  — определяются соответственно формулами, приведенными в работе [60].

Параметр θ<sub>г</sub>, характеризующий горизонтальную часть ствола, определяется формулой:

$$\theta_{\rm r} = 0,0094\lambda_{\rm r} z_{\rm cp.\,r} T_{\rm cp.\,r} \overline{\rho} L_{\rm r} / d_{\rm r}^5.$$
(6.164)

Скорость движения газа по горизонтальному стволу будет

$$v = [(p_{36}^2 - p_{30}^2)/\alpha F^2]^{0.5}, \qquad (6.165)$$

где  $\alpha = 0.094 \lambda_r z_{\text{ср. r}} \overline{T}_{\text{ср. r}} \overline{\rho} L_r Q^2 / d_r^5$ .

При частичном перекрытии горизонтального ствола фонтанными трубами вопрос о минимизации потерь давления и выноса примесей будет касаться за-

трубного пространства в зоне, перекрытой фонтанными трубами, и в зоне, не оборудованной этими трубами, т.е. в зоне от башмака фонтанных труб до торца горизонтального ствола. В этой зоне будет справедлива формула (6.162) с той лишь разницей, что вместо  $p_{3\pi}$ , т.е. давления у переходной зоны, нужно будет использовать значение давления у башмака фонтанных труб, определяемое согласно [61].

В затрубном пространстве эквивалентный диаметр круглого сечения, по которому движется газ, будет определяться формулой (6.158). Так как известным является давление у башмака фонтанных труб длиной  $L_1$  в горизонтальной части ствола затрубное давление у переходной зоны (ниже пакера) будет определяться формулой

$$p_{3a\tau}^2 = p_{36}^2 + \theta_{3a\tau} Q_{3a\tau}^2, \qquad (6.166)$$

где  $p_{3at}$  — затрубное давление у сечения, где ствол переходит от вертикального (искривленного) положения к горизонтальному (над этим сечением, т.е. над входом ствола в продуктивный пласт, притока газа нет и обычно устанавливается пакер);  $p_{36}$  — известное давление у башмака труб, определяемое по устьевым замерам давления. Параметр  $\theta_{3at}$  определяется формулой:

$$\theta_{3aT} = 0,094\lambda_{3aT} z_{ch, 3aT} \overline{P}_{Ch, 3aT} \overline{P} L_1 / d_{3x}^5, \qquad (6.167)$$

где  $L_1$  — длина фонтанных труб в горизонтальной части ствола, перекрывающих путь поступления газа в фонтанные трубы;  $d_{3\kappa}$  — эквивалентный диаметр затрубного пространства;  $\lambda_{3ar}$  — коэффициент гидравлического сопротивления затрубного пространства;  $Q_{3ar}$  — дебит газа, поступающего в затрубное пространство, величина которого суммируется начиная от  $L_1 = 0$  до  $L_1$ . Поэтому потери давления растут более интенсивно в сторону башмака фонтанных труб.

Для выноса примесей из затрубного пространства необходимо, чтобы на любом сечении в зоне  $0 \le l \le L_1$  скорость потока была > 5 м/с.

Величина скорости при этом определяется формулой

$$v = \left[ \left( p_{3a\tau}^2 - p_{36}^2 \right) / \alpha_1 Q_{3a\tau}^2 F^2 \right]^{0.5}.$$
 (6.168)

Эквивалентный диаметр  $d_{3\kappa}$ , который обеспечит скорость  $\geq 5$  м/с, будет гарантировать надежную эксплуатацию скважины без накопления в горизонтальной части ствола твердых и жидких примесей.

Коэффициент α<sub>1</sub> включает в себя следующие параметры:

$$\alpha_{1} = 0,094\lambda_{3a\tau} z_{cp. 3a\tau} T_{cp. 3a\tau} \overline{\rho} L_{1} / d_{3\kappa}^{5}. \qquad (6.169)$$

Длина фонтанных труб на горизонтальном участке ствола L<sub>1</sub> выбирается исходя из следующий факторов:

необходимости равномерности дренирования залежи путем выбора соответствующей конструкции горизонтальной скважины (такое возможно только при освоении месторождения системой горизонтальных скважин);

продуктивной характеристики вскрываемого пласта (пропластков в случае многослойных неоднородных наклонных пластов);

опасности обводнения скважины подошвенной водой;

необходимости создания благоприятных условий для выноса из горизонтальной части ствола твердых и жидких примесей. Поступающий в затрубное пространство газ на начальном участке этого пространства (ниже пакера) в большинстве случаев не в состоянии обеспечить вынос твердых и жидких примесей. Точно так же обстоит вопрос о возможности выноса этих примесей в зоне, где отсутствуют фонтанные трубы. С позиции выноса примесей в наихудших условиях находится зона, начиная от торца горизонтального ствола.

Из изложенного выше следует, что при освоении месторождения системой горизонтальных скважин проектировщик должен выбрать не только диаметры и длину обсадных колонн и фонтанных труб, но и профиль горизонтального ствола, обосновать оптимальную длину горизонтальных стволов.

## 6.14. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА К СКВАЖИНЕ

## СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Одним из основных способов интенсификации притока газа к скважине является солянокислотная обработка (СКО) призабойной зоны пласта. Эффективность всех способов интенсификации (СКО, гидропескоструйной перфорации, гидроразрыва пласта, ядерного взрыва и т.д.) оценивается по результатам газогидродинамических исследований при стационарных и нестационарных режимах фильтрации до и после проведения работ по интенсификации и сравнения полученных при этом результатов. Среди перечисленных выше методов интенсификации притока газа к скважине массовое применение получили только солянокислотная и глинокислотная обработка. Научные основы, технология и техника проведения всех видов СКО изложены во временных инструкциях [23].

Солянокислотная обработка скважин основана на способности соляной кислоты вступать в реакцию с карбонатными породами — известняками и доломитами:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2$$
,

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$$

В 1 м<sup>3</sup> 15%-ной соляной кислоты растворяется около 0,081 м<sup>3</sup> (~ 220 кг) известняка. В результате этой реакции при стандартных условиях выделяется 52,5 м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> и образуется 224 кг CaCl<sub>2</sub>. Полученная соль растворяется в воде кислотного раствора, к которой добавляется 0,4 м<sup>3</sup> воды, образовавшейся при реакции. Аналогичные реакции происходят и при обработке соляной кислотой доломита или известняка с примесями. Продукты реакции – хлористые кальций и магний – хорошо растворяются в воде. Скорость реакции зависит от давления и температуры. Повышение давления и понижение температуры снижают скорость реакции. К качеству соляной кислоты предъявляются определенные требования. Согласно ГОСТам содержание в кислоте оксида железа и серной кислоты строго регламентировано. Для обработки скважин применяется

ингибированная соляная кислота со специальными добавками для снижения коррозийного воздействия на металл. Концентрация в ингибированных кислотах колеблется в пределах 19-25 %. В качестве ингибитора в эти кислоты добавляются ПБ-5 (0,8–1,0 %) и хлористый мышьяк (0,01–0,015 %). В ряде случаев к кислотному раствору добавляют так называемые «кислотные стоки», содержащие уксусную кислоту. Кислотные стоки являются производственными отходами, и их использование снижает затраты на кислотную обработку скважин. Имеющаяся в составе кислотных стоков уксусная кислота, так же как и соляная, вступает в реакцию с карбонатами:

$$CaCO_3 + 2CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2$$

 $CaMg(CO_3)_2 + 4CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + Mg(CH_3COO)_2 + 2H_2O + 2CO_2.$ 

При использовании кислотных стоков, в составе которых имеется уксусная кислота, необходимо иметь в виду, что с увеличением температуры растворимость Ca(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub> в воде уменьшается.

Если пласт представлен песчано-глинистыми породами, то для обработки призабойной зоны применяют глинокислотную обработку.

Глинокислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот. Фтористоводородная (плавиковая) кислота НF разлагает силикатные породообразующие минералы: алюмосиликаты глин (каолинит) глинистого раствора, проникшего в пласт в процессе его бурения, и кварцевый материал (кварц):

каолинит

$$Al_2Si_2O_5(OH)_4 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O$$
,

кварц

$$SiO_{2} + 4HF = SiF_{4} + 2H_{2}O.$$

Фтористоводородная кислота, выпускаемая по ГОСТу, хранится в сосудах из свинца, парафина, воска, эбонита и т.д. Стекло и керамика разлагаются этой кислотой. Второй компонент глинокислоты — соляная кислота существенно влияет на эффективность обработки. Выделяющийся при глинокислотной обработке газообразный SiF с водой образует кремниевую кислоту H<sub>4</sub>SiO<sub>4</sub>, т.е.

$$SiF_4 + 4H_2O = H_4SiO_4 + 4HF.$$

В нейтральной среде кремниевая кислота выпадает в виде студнеобразного геля и может закупорить пласт. Наличие соляной кислоты в глинокислоте предотвращает выпадение геля, так как в кислой среде кремниевая кислота находится в растворенном виде. Кроме того, соляная кислота переводит менее растворимую соль AlF<sub>3</sub> в хорошо растворимую соль AlCl<sub>3</sub> в результате следующей реакции

$$AlF_3 + 3HCl = AlCl_3 + 3HF и AlCl_3 + 3H_2O = Al(OH)_3 + 3HCl_3$$

Если пласт представлен не только глинизированными песчаниками, а содержит и карбонаты, то обработка глинокислотой приводит к выпадению нерастворимой соли CaF<sub>2</sub> в результате реакции:

$$CaCO_3 + 2HF = CaF_2 + H_2O + CO_2$$
.

Если песчаники сцементированы карбонатами, то в таких случаях следует вначале обработать скважину соляной кислотой, а затем произвести глинокислотную обработку.

#### ВИДЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Существует четыре вида кислотных обработок: 1) кислотная ванна; 2) простая, массированная и направленная кислотная обработка; 3) глинокислотная обработка; 4) гидрокислотный разрыв пласта. Выбор вида обработки зависит от минерального состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки.

Кислотная ванна проводится для очищения забоя от глинистой корки. Она может быть проведена без давления и под давлением. Без давления кислотная ванна осуществляется следующим образом: скважина тщательно промывается водой, водным раствором ПАВ, конденсатом и т.д. Затем закачивается кислотный раствор в скважину в интервале вскрытия. После реакции скважина снова промывается. Если кислотная ванна производится в заполненной газом скважине, то требуемый объем раствора закачивается в насосно-компрессорные трубы, а затем соединяют устье скважины с затрубным пространством. По окончании работ скважина продувается на факел. Кислотная ванна под давлением проводится в скважинах, заполненных жидкостью. Технология проведения кислотной ванны под давлением аналогична технологии кислотной обработки.

Кислотная обработка. Простая кислотная обработка производится для воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения бурового раствора или его фильтра. Последовательность кислотной обработки следующая: сначала промывают забой с целью предварительной очистки. Затем проводят кислотную ванну для удаления глинистой корки, после которой снова промывают забой. Далее закачивают запланированный объем кислоты в пласт. После выдержки требуемой продолжительности для реакции кислоты с породой осваивают скважину.

Массированная кислотная обработка отличается от простой тем, что объем кислотного раствора, закачиваемого в пласт, должен обеспечить кислотой зоны с радиусом в десятки метров. Технология массированной кислотной обработки аналогична технологии простой кислотной обработки.

Направленная кислотная обработка проводится в случае, когда из всей вскрытой толщины необходимо обработать определенный интервал. Технология проведения ее следующая: после глушения скважины башмак фонтанных труб устанавливают у подошвы запланированного к обработке интервала. Затем заполняют продуктивную часть скважины и фонтанные трубы низкофильтрующейся жидкостью. Продавливают вязкую жидкость кислотным раствором через фонтанные трубы при открытой задвижке затрубного пространства. Кислотный раствор закачивается до заполнения фонтанных труб и ствола скважины в выбранном для обработки интервале. Расчетное количество кислоты в пласт закачивается при закрытой задвижке затрубного пространства с помощью вязкой низкофильтрующейся жидкости. Выдерживают кислоту в пласте необходимое время, а затем вязкую жидкость заменяют промывочной и осваивают скважину.

Направленную кислотную обработку можно проводить: путем выделения интервала для обработки сдвоенными пакерами; изоляцией интервала обработ-

ки снизу песчаной пробкой, а сверху пакером; стимулированием поглощения кислотного раствора давлением, создаваемым струйными перфораторами.

Глинокислотная обработка, как отмечалось, производится в терригенных коллекторах с низким содержанием карбонатных пород. Глинокислотные растворы могут быть использованы для проведения кислотных ванн, простых, массированных и направленных обработок пласта. Состав раствора выбирается после лабораторных опытов с образцами пород месторождения, на котором целесообразно проводить глинокислотную обработку. При этом исследуется и возможность двухрастворной — солянокислотной и глинокислотной обработки пласта. Двухрастворная обработка производится в двух вариантах:

закачкой соляной кислоты в объеме, превышающем объем глинокислоты в 2,5–3,0 раза, что связано с образованием осадков фтористого кальция и магния при контакте соляной кислоты с плавиковой;

закачкой соляной кислоты с последующим удалением продуктов реакции, а затем проведением работ согласно первому варианту.

При двухрастворной обработке пласта скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть максимальной. При глинокислотной обработке следует избегать продолжительного контакта кислоты с металлом труб.

**Гидрокислотный разрыв пласта.** Если при проведении кислотной и глинокислотной обработки не получена существенная интенсификация притока газа к скважине, то производят гидрокислотный разрыв пласта согласно действующим инструкциям по гидроразрыву пласта, утвержденным Мингазпромом СССР.

#### ВЫБОР И ПРИГОТОВЛЕНИЕ КИСЛОТНОГО РАСТВОРА

Выбор кислоты и ее концентрация зависят от минерального состава пород, термобарических параметров пласта, технологии его вскрытия, оборудования скважин. При концентрации кислоты более 25 % вязкость раствора существенно увеличивается. Поэтому, как правило, для обработки пласта используют раствор с содержанием кислоты до 25 %. Если обрабатывается коллектор с содержанием гипса или ангидрита, то концентрация кислотного раствора не должна превышать 15 %.

В ряде случаев целесообразно использовать раствор с изменчивой концентрацией кислоты. При обработке слабопроницаемых известняков и доломитов целесообразно использовать раствор с 20-25%-ной концентрацией кислоты.

В большинстве случаев для кислотной обработки карбонатных коллекторов применяют 12-15%-ный раствор, а для терригенных пород — глинокислотный раствор, состоящий из 8–10 % соляной и 3–5 % плавиковой кислоты. При повторных обработках используют 8–12%-ные растворы кислоты. При кислотных ваннах применяется 12-15%-ный раствор, если ствол скважины обсажен обсадными колоннами, и до 20%-ного, если забой скважины открытый. При глинокислотных ваннах концентрация соляной кислоты равна 14-16 %, а плавиковой – 3-5 %.

Обоснование объема кислотных растворов. Опыт показывает, что при кислотной обработке на 1 м толщины пласта необходимо 0,4-2,5 м<sup>3</sup> раствора. При обработке карбонатных пластов с хорошей трещиноватостью и проницаемостью более 0,1 мкм<sup>2</sup> на 1 м толщины пласта расход кислоты составляет 0,4-1,0 м<sup>3</sup>. Если пласт характеризуется слабой трещиноватостью, то удельные расходы кислоты составляют 1,0-1,5 м<sup>3</sup>/м. Если обработка ведется с целью увели-

чения радиуса воздействия на пласт, то расходы на обработку растут в 2-3 раза. Как правило, удельные расходы кислоты на каждом месторождении изучаются для данных конкретных условий.

Продолжительность реакции кислоты с породой. В скважинах с открытым стволом продолжительность реакции кислоты с породой составляет 16–24 ч. При проведении кислотных ванн в обсаженных скважинах продолжительность процесса должна быть 2–4 ч. При обработке карбонатных коллекторов с пластовым давлением  $p_{n,n} \ge 5$  МПа и  $T_{n,n} \ge 303$  К продолжительность реакции должна быть 8–12 ч, а при  $p_{n,n} < 5$  МПа — 4–6 ч. Для трещиноватых коллекторов с хорошо развитой трещиноватостью продолжительность реакции равна 8–10 ч. При обработке песчаников, сцементированных карбонатами, продолжительность реакции составляет 4–6 ч. При обработке слабо карбонатизированных песчаников сначала соляной кислотой, а затем глинокислотой, а также при обработке песчаных пластов только глинокислотой продолжительность реакции должна быть 8–12 ч. Указанное время реакции кислоты с породами должно уточняться опытами на каждом месторождении.

**Приготовление раствора соляной кислоты.** В емкость для приготовления раствора наливают требуемое количество воды или другого растворителя, а затем добавляют по расчету необходимое количество соляной кислоты и перемешивают. Кроме того, в раствор вводят добавки: ингибитор и стабилизатор (уксусную кислоту, хлористый барий – исходя из состава товарной кислоты). В последнюю очередь в солянокислотный раствор добавляют поверхностноактивные вещества (ПАВ), и после перемешивания оставляют раствор в покое для осаждения сернокислотного бария и дальнейшего его удаления.

При приготовлении глинокислотного раствора, так же как и при приготовлении раствора соляной кислоты, в емкость заливают расчетное количество воды или другого растворителя, затем добавляют соляную и плавиковую кислоты.

Пример. Необходимо приготовить 10 м<sup>3</sup> глинокислотного раствора, состоящего из 8 % соляной кислоты и 3 % плавиковой кислоты. Концентрация исходной соляной кислоты равна 30 %, а плавиковой — 40 %. На 1 м<sup>3</sup> раствора следует взять соляной кислоты 30%-ной концентрации 232·10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>, плавиковой кислоты 40%-ной концентрации 67·10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>, а воды — [1000 – (232 + 67)]·10<sup>-3</sup> = 701·10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>. Тогда для приготовления 10 м<sup>3</sup> раствора нужно: воды 7,01 м<sup>3</sup>, соляной кислоты 2,32 м<sup>3</sup> и плавиковой кислоты 0,67 м<sup>3</sup>. При аналогичных расчетах для приготовления кислотных растворов различной концентрации для удобства следует пользоваться табличными данными, приведенными в работе [23].

Для приготовления гидрофобных конденсатокислотных эмульсий используют 15%-ный водный раствор соляной кислоты в объеме 85–90 % от требуемого объема эмульсии и конденсат в объеме 10–15 % с добавкой эмульгаторов. В зависимости от соотношения объемов кислотного раствора и конденсата, используемого эмульгатора и интенсивности перемешивания вязкость получаемой эмульсии можно изменить в пределах 100–1000 с по СПВ-5. Рекомендуется применять эмульсии вязкостью не более 200 с. В качестве эмульгатора используют ОП-7, ОП-10, Т-1, Т-2, Авивакс К-2, диаминдиолеат и т.д. Эмульсию готовят следующим образом: из двух емкостей с раствором соляной кислоты и конденсатом и из небольшой емкости с раствором ПАВ, приготовленным из дизельного топлива ( $150 \cdot 10^{-3} - 200 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>) и гидрофобного эмульгатора (T-1, T-2, Авивакс К-2 и т.д.), жидкости насосным агрегатом смешивают и перекачивают в новую большую емкость. При этом происходит значительное увеличение вязкости эмульсии. Причем перемешивание эмульсии продолжается непрерывно. Кислотная обработка призабойной зоны пласта проводится при помощи следующих агрегатов:

для глушения и промывки скважины – ИА-320 и ЗЦА-400;

для закачки кислотного раствора в пласт – АзИНМАШ-30, АН-500, 2АИ-500, 4АИ-700, ЦА-300, ЗЦА-400;

для транспортировки кислоты – АзИНМАШ-30, других рабочих жидкостей – автоцистерны 4 ЦР;

для освоения скважины после кислотной обработки – компрессорные установки УКП-80, УКС-80;

для приготовления рабочих жидкостей – металлические емкости объемом 25–50 м<sup>3</sup>.

Количество агрегатов и емкостей зависит от типа и объема запланированных жидкостей.

### ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СКО СКВАЖИН

Объекты солянокислотной обработки с целью интенсификации добычи газа часто выбираются интуитивно ввиду отсутствия данных о карбонатности породы в скважинах. В связи с этим возникает необходимость оценки эффективности воздействия по имеющимся параметрам с заменой интуиции обоснованными математическими методами.

В качестве признаков, влияющих на эффективность воздействия, были выбраны как параметры кислоты (ее объем, концентрация, количество кислоты на единицу проводимости пласта, время реакции с породами пласта), так и гидротермодинамические характеристики пласта (пластовое и рабочее давления, депрессия на пласт, рабочий дебит, абсолютно свободный дебит и коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B).

Цель математической обработки — классификация всех скважин, в которых проведена солянокислотная обработка, на две группы (эффективных и неэффективных) и прогноз эффективности солянокислотной обработки в новых скважинах. Таким образом, вся процедура распознавания состоит из обучения и экзамена.

Если рассматривать регулируемые и нерегулируемые параметры по выбранным скважинам как статистическое поле, то можно с достаточно хорошей вероятностью прогнозировать выбор объектов на предмет интенсификации добычи газа следующими методами математической статистики: методом непараметрических критериев; методом главных компонент; методом построения дендрограммы.

Один из наиболее удобных методов математической статистики — метод непараметрических критериев. Преимущество его заключается, прежде всего, в том, что он не требует применения вычислительной техники. Кроме того, при пользовании этим методом нет необходимости вычисления средних дисперсий и т.д. Так, из 82 скважин месторождений на востоке Украины сначало было выбрано в обучение 20 скважин с эффективным и 20 скважин с неэффективным воздействием.

Для выявления информативности того или иного признака, т.е. влияния данного признака на процесс воздействия на призабойную зону скважины, был применен критерий Вилкинсона — Манна — Уитни, с помощью которого можно провести предварительный отбор информативных признаков.

Однако определение информативности признака удобно проводить с помощью меры Кульбака. Определяются коэффициенты распознавания  $K_p$  и с помощью диагностической процедуры Вальда, когда проводится прогноз эффективности солянокислотной обработки.

Расчеты показали, что границей между областями, где сосредоточены коэффициенты класса A (эффективные скважины) и коэффициенты класса B, является область от -2 до -1. Эти значения и принимаются за пороги: порог A = -1; порог B = -2. Если  $K_p > -1$ , то надо применять воздействие; если  $K_p < -2$ , то воздействие не следует применять; если  $-2 < K_p < -1$ , то решения нет.

Оказалось, что из 20 скважин класса A 5 отнесены к классу B, из 20 скважин класса B 6 отнесены к классу A, т.е. погрешность при распознавании эффективных скважин составила 25 %, а неэффективных – 30 %.

Проведенный затем экзамен на 42 скважинах показал, что правильно распознали всего 52,4 % скважин. Полученный низкий процент распознавания, вероятно, можно объяснить тем, что при математической обработке не учитывались коллекторские свойства породы. В дальнейшем математической обработке были подвергнуты 25 скважин, причем в качестве признаков кроме вышеперечисленных были выбраны также и коллекторские свойства породы. Математическую обработку начали с определения информативности признаков.

После расчета таблиц информативности составили диагностическую таблицу, в которую внесли коэффициенты распознавания для каждой скважины по данному признаку, выбранные в соответствии с интервалом, в который попадает тот признак. В таблицу желательно вносить признаки в порядке убывания их информативности.

Диагностическая таблица составляется как для класса эффективных, так и неэффективных скважин.

Коэффициенты распознавания для каждой скважины находятся суммированием по признакам.

Определение величины порога основано на формуле Байеса, которая после некоторых преобразований имеет вид:

nopor  $A < K_p <$  nopor B.

Для принятия решения с требуемым уровнем надежности при использовании процедуры Вальда пороги определяют по следующим формулам:

nopor 
$$A = 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}$$
; nopor  $B = 10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta}$ ,

где α, β – ошибки первого и второго рода.

Ошибка первого рода — это ложная диагностика «есть эффект», когда в действительности его нет, ошибка второго рода — наоборот. При  $\alpha = 0,2$  и  $\beta = 0,2$  порог A = +6, порог B = -6. Если  $K_p > +6$ , то воздействие надо применять, если  $K_p < -6$ , то воздействие не надо применять, если  $-6 < K_p < +6$ , то решения нет, т.е. для принятия решения информации недостаточно; имеем неопределенный ответ.

Из 13 скважин эффективного класса правильно распознано 10 скважин, 3 скважины – с неопределенным ответом, т.е. ошибка при распознавании эффективного класса скважины составила 23 %; из 12 скважин неэффективного класса правильно распознано 10 скважин, т.е. ошибка составила 16,7 %.

В целом по данным для 25 скважин, подвергнутым математической обработке, оказалось возможным правильно распознать 80 % скважин. Однако разбиение скважин на эффективные и неэффективные проводилось по абсолютному значению прироста добычи газа после воздействия. Анализ результатов математической обработки показал, что необходимо учитывать продолжительность эффекта воздействия. Учет этого фактора привел к тому, что в классе эффективных осталось всего девять скважин. По такому числу скважин делать прогноз эффективности воздействия неправомерно.

Поэтому на следующем этапе в математическую обработку было вовлечено 58 скважин, на призабойную зону которых было проведено воздействие.

Из всего набора были выбраны в класс эффективных скважин такие, которые не только дали прирост дебита газа после воздействия, но и в течение нескольких месяцев продуцировали газ с дебитом, большим дебита до солянокислотной обработки. В группу неэффективных были взяты скважины, дебит которых упал после проведения воздействия.

В качестве признаков, влияющих на эффективность солянокислотной обработки, были выбраны параметры кислоты, пластовое давление, рабочий дебит, абсолютно свободный дебит и фильтрационные коэффициенты. Влияние коллекторских свойств пласта учитывалось через коэффициенты фильтрационного сопротивления *a* и *b*, в выражения которых входят проницаемость, пористость и эффективная толщина пласта.

К сожалению, данные по карбонатности пород имелись только для одного горизонта, что не дало возможности использовать карбонатность в качестве признака, влияющего на эффективность воздействия на скважины других горизонтов.

С помощью меры Кульбака была определена информативность влияющих признаков. Оказалось, что наиболее информативен признак «рабочий дебит», за ним идет коэффициент фильтрационного сопротивления *a*, затем параметры кислоты — концентрация, объем и время ее реакции с породой, далее — абсолютно свободный дебит, коэффициент фильтрационного сопротивления *b*, пластовое давление.

Последние три признака имеют информативность менее 0.5. и их можно исключить из рассмотрения. Классификация и распознавание эффективных скважин были проведены с помощью непараметрических критериев как для восьми признаков, так и для пяти (после отбрасывания трех неинформативных признаков). Причем вначале в качестве обучающей выборки было взято по 20 скважин эффективного и неэффективного класса. Математическая обработка данных по восьми признакам показала, что из 20 скважин эффективного класса правильно распознано 17 (85 %), а из 20 скважин неэффективного класса -18 (90 %); обработка же по пяти признакам дала следующие результаты: из 20 эффективных скважин распознано 19 (95 %), из 20 неэффективных – 16 (80 %). Затем был проведен экзамен на 18 оставшихся скважинах, который показал, что в целом из 58 скважин правильно отнесено к выбранным нами классам 44 скважины, т.е., пользуясь этим методом математической статистики, можно с точностью 76 % правильно рекомендовать, нужно ли делать солянокислотную обработку на той или иной скважине. Из всех влияющих признаков к регулируемым относятся только параметры кислоты.

Изменяя параметры кислоты в сторону их увеличения или уменьшения, можно перевести некоторые скважины из класса неэффективных в класс эффективных. Так, для того чтобы увеличить эффективность солянокислотной обработки, необходимо концентрацию кислотного раствора довести до 13–15 %. Большая или меньшая указанных пределов концентрация уменьшает коэффициент распознавания, что ухудшает прогноз воздействия, т.е. может привести к неправильной рекомендации о целесообразности проведения процесса воздействия.

Оптимальный объем кислотного раствора составляет 44—68 м<sup>3</sup>. Увеличение его (более 76 м<sup>3</sup>) также приводит к росту коэффициента распознавания. Однако при проведении воздействия на призабойную зону скважины необходимо учесть, насколько целесообразно с экономической точки зрения увеличение объема кислотного раствора более 68 м<sup>3</sup>.

Из приведенных расчетов следует, что оптимальное время реакции кислотного раствора с породой составляет 17-19 ч.

Таким образом, методом непараметрических критериев можно классифицировать скважины на эффективные и неэффективные, при этом в класс эффективных следует выбирать такие, в которых кроме прироста добычи газа после воздействия учитывается и продолжительность эффекта воздействия, т.е. период после проведения солянокислотной обработки, в течение которого дебит газа больше дебита до обработки.

Кроме того, с помощью этого метода математической статистики можно прогнозировать эффективность воздействия с точностью до 76 %. Классификацию и распознавание эффективных скважин можно проводить по пяти признакам: рабочему дебиту, коэффициенту *а* и параметрам кислоты — объему, концентрации и времени реакции кислоты с породой.

Регулируя параметры кислоты, можно сделать эффективным воздействие на призабойную зону скважины. Получены пределы изменения регулируемых параметров, рекомендуемые для интенсификации добычи газа.

Для того чтобы иметь гарантию правильности проведенного распознавания, те же самые данные были обработаны другим методом математической статистики — *методом главных компонент*. Этот метод позволяет отобрать параметры как наиболее характеризующие процесс, так и несущие наибольшую информацию для классификации результатов наблюдений.

Расчет показал, что наилучшее разбиение на класс эффективных и неэффективных скважин дает зависимость  $z_1 = f(z_2)$ :

 $+ 0,0029x_8 + 1,2328;$ 

 $+2,4386x_7+0,0012x_8+3,63363,$ 

где  $x_1$  — объем кислотного раствора;  $x_2$  — его концентрация;  $x_3$  — время реакции кислоты с породой;  $x_4$  — пластовое давление;  $x_5$  — абсолютно свободный дебит;  $x_6$  — коэффициент a;  $x_7$  — коэффициент b;  $x_8$  — рабочий дебит. Построение зависимости  $z_1 = f(z_2)$  правомерно, так как первые две главные

Построение зависимости  $z_1 = f(z_2)$  правомерно, так как первые две главные компоненты в данном случае несут в себе 70,2 % информации. Из выражений для  $z_1$  и  $z_2$  видно, что наиболее информативным признаком в  $z_1$  является рабочий дебит, а в  $z_2$  — концентрация кислотного раствора. Видно, что из 25 скважин правильно распознано 19 (76 %).

Таким образом, с помощью метода главных компонент можно проводить классификацию скважин и распознавание эффективности воздействия с точностью до 76 %. По уравнениям для первой и второй главных компонент можно прогнозировать эффективность воздействия на призабойную зону скважины.

## КОМБИНИРОВАННАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Известно, что по мере падения пластового давления конденсатонасыщенность призабойной зоны скважин увеличивается, что создает дополнительное сопротивление фильтрации газа, которое в свою очередь приводит к уменьшению фазовой проницаемости для газа.

При фильтрации двухфазных систем с появлением третьей фазы имеет место их перераспределение; появление воды в пористой среде приводит к изменению газоконденсатонасыщенности. Это объясняется следующим образом. Распределение фаз в поровом пространстве является функцией смачиваемости. Силы взаимодействия между жидкостями и породой приводят к тому, что смачивающая фаза стремится занять пустоты наименьших размеров, а несмачивающая — более крупные, открытые каналы.

С увеличением степени насыщения пор смачивающей фазой участки, занимаемые несмачивающей фазой, одновременно сжимаются, что вызывает совместное перемешивание смачивающей и несмачивающей фаз вдоль капилляров. Вероятно, несмачивающая фаза занимает в капиллярах отдельные участки большего или меньшего сечения, сообщающиеся между собой по оси капилляров. Увеличение насыщения смачивающей фазы приводит к накоплению изолированных капель несмачивающей фазы в расширенных участках поровых каналов.

Следовательно, конденсатоотдачу пласта можно увеличить созданием перераспределения фаз в призабойной зоне газоконденсатных скважин, что достигается закачкой воды в пласт.

Для выяснения влияния перераспределения фаз на извлечение конденсата были проведены экспериментальные исследования.

При проведении экспериментов пластовое давление и коллекторские свойства выбранной пористой среды были смоделированы в соответствии с естественными условиями. В качестве пористой среды использовался кварцевый песок с различным содержанием глины.

Эксперименты по выявлению влияния перераспределения фаз на конденсатоотдачу проводились следующим образом. Вначале колонку (пористая среда) насыщали конденсатом с последующим его вытеснением с помощью природного газа при различных перепадах давления  $\Delta p$  до прекращения выхода конденсата из газовой фазы, после чего определяли конденсатоотдачу. Далее пористую среду с остаточной конденсатонасыщенностью насыщали водой. После полного насыщения пористой среды водой конденсат вытесняли газом и определяли количество выхода конденсата с построением индикаторной диаграммы  $Q = f(\Delta p^2)$  для каждой серии экспериментов.

После снятия индикаторных кривых процесс закачки газа через пористую среду останавливали на определенное время (от 12 до 20 ч) с последующим повторением описанного процесса.

 $\hat{B}$  каждом новом опыте снимали индикаторные кривые, на основании которых определяли коэффициент продуктивности по газу  $K_{\rm r}$ .

Результаты экспериментов приведены на рис. 6.42, а – э.

Из анализа результатов значений  $K_r$ , полученных для каждого опыта, видно, что каждое следующее значение  $K_r$  больше предыдущего. Так, например, первоначальный коэффициент продуктивности составляет 6.10<sup>3</sup> см<sup>3</sup>/(МПа·с). При первой остановке процесса на  $\Delta t_1 = 16$  ч  $K_r$  составил 15.10<sup>3</sup> см<sup>3</sup>/(МПа·с); при  $\Delta t_2 = 12$  ч  $K_r = 20.10^3$  см<sup>3</sup>/(МПа·с), а при  $\Delta t_6 = 20$  ч  $K_r =$ 



Рис. 6.42. Индикаторные линии после периодических остановок экспериментов (a – з) по выявлению влияния перераспределения фаз на конденсатоотдачу

=  $32,5\cdot10^3$  см<sup>3</sup>/(МПа·с). Последующие остановки процесса закачки газа через пористую среду не влияют на значения  $K_r$ .

Отсюда следует, что по мере выноса конденсата наблюдается увеличение *К*<sub>г</sub>, которое объясняется увеличением фазовой проницаемости по газу.

Для отдельных экспериментов взвешиванием определяли количество остаточного конденсата и воды в пористой среде, а непосредственным замером находили количество вынесенного конденсата. Например, для одного опыта объем остаточного конденсата до закачки газа был равен 33 см<sup>3</sup>, а после — 25,1 см<sup>3</sup>, т.е. количество вынесенного конденсата составило 7,9 см<sup>3</sup>, или 24 %.
Проведенные эксперименты и анализ результатов позволяют сделать вывод о том, что закачка воды за счет перераспределения фаз приводит к выносу конденсата и увеличению газоотдачи.

С целью выяснения возможности добычи выпавшего конденсата в пласте закачкой воды на месторождениях Газли и Южный Мубарек на газоконденсатных скважинах были проведены исследования по следующей методике.

1. Провели НГК-70 – в интервале от забоя до кровли пласта. В интервале перфорации скорость записи превышала 120 м/ч при t = 6 с, контрольный замер осуществляли в интервале перфорации.

2. Провели газодинамические исследования с определением количества конденсата, выделившегося в сепараторе на каждом режиме (число режимов – не менее трех с контрольным).

3. Провели повторный НГК-70 в том же режиме, что и вначале, и по возможности ИННК на трех задержках: 900, 1100 и 1500 м/с.

4. Заполнили скважину водой без прокачки воды в пласт. При этом контролировали расход воды и давление на головку скважины. Эффект пропитки наблюдается через сутки по каротажу, после чего можно закачивать воду в пласт.

5. Ежедневно проводили НГК-70 и ИННК для контроля за коэффициентом охвата, который показывает степень капиллярной пропитки. При проведении каротажа фиксировали время исследований с момента заполнения скважины водой. Во время каротажа отбивали уровень воды в скважине.

6. Провели закачку воды в пласт из расчета 1 м<sup>3</sup> воды на 1 м эффективной толщины при репрессии на пласт, не превышающей разницу давления в скважине при вскрытии ее в процессе бурения и текущего пластового давления.

7. Непосредственно после завершения закачки воды провели НГК-70 и ИННК.

8. Через сутки после закачки воды провели осушку скважины в пределах интервала перфорации и заполнение колонны газом при давлении, примерно равном пластовому.

9. С периодичностью 1 раз в 2 сут проводили НГК-70 и ИННК до восстановления насыщенности в прискважинной части пластов до уровня, указанного в п. 5. Если процесс восстановления длился более двух недель, то замеры прекращали и проводили освоение скважины.

10. Провели освоение скважины и газодинамические исследования с контролем за выделяющимся в сепараторе конденсатом по п. 2.

11. Повторно провели газодинамические исследования и контроль за конденсатом для получения результатов, тождественных полученным по п. 2.

Периодичность исследований с момента освоения скважины составляла 1, 2, 3, 5, 7 и 10 сут.

12. Одновременно с газодинамическими исследованиями отбирали пробы газа и конденсата на химический анализ.

13. После освоения скважины 1 раз в неделю повторяли НГК-70 и ИННК до стабилизации насыщенности по п. 1 и 3.

Результаты промысловых исследований, проведенных с целью извлечения выпавшего конденсата путем закачки воды в призабойную зону по указанной методике, для скв. 314 приведены ниже.

Интервалы перфорации, м	<b>994</b> - 1000;	1014 - 1022;	1049 - 1065
Глубина спуска НКТ, м		1056	
Среднесуточный дебит, тыс. м <sup>3</sup>		440	
Выход конденсата, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		4,2	

16 ноября заполнили ствол скважины 0,4%-ным раствором HCl (pH = 2,3), 20 ноября закачали в пласт 12 м<sup>3</sup> 0,4%-ного раствора HCl. 2 декабря скважину освоили и 3 декабря провели исследование на пяти режимах. После освоения выход конденсата составил 5,6 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Известно, что выпавший конденсат в пласте всегда состоит из высококипящих тяжелых фракций. Подтверждением выноса пластового конденсата в результате перераспределения фаз могут служить физико-химический анализ конденсата и его фракционный состав. Для этой цели до и после закачки воды из исследуемых скважин отбирали пробы конденсата. После чего в лаборатории производили физико-химический анализ и определяли фракционный состав всех проб конденсатов.

Таким образом, лабораторные и промысловые исследования показали, что вынос выпавшего конденсата из призабойной зоны достигается путем закачки воды. Следовательно, этот метод можно рекомендовать для промышленного применения с целью регулирования газо- и конденсатоотдачи пласта на поздней стадии разработки.

# 6.15. ОТЛОЖЕНИЕ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА

Основным источником солей, поступающих в скважину, является пластовая вода, представляющая собой концентрированный рассол. Компонентами этого рассола являются Na, Cl, Ka, Ca, Mg и др. Выпадение солей из растворов происходит в порядке увеличения их растворимости в такой последовательности: BaSO<sub>4</sub>, CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>, NaCl и т.д. Наибольшее распространение в подземных водах получили ионы хлора и других галоидов. Растворимость NaCl в воде при T = 283 К равна 0,358 кг/л, а KCl – 0,310 кг/л. Содержание ионов сульфата в пластовых водах ограничивается растворимостью CaSO<sub>4</sub>. Ионы HCO<sub>3</sub> в пластовых водах, содержащих CO<sub>2</sub>, появляются в результате растворения CaCO<sub>3</sub> и MgCO<sub>3</sub>. Уменьшение концентрации CO<sub>2</sub> в пластовых водах вызывает переход гидрокарбонатов в выпадающие в осадок карбонаты. В пластовых водах имеются соединения железа, кремния, органические вещества, кислоты и др. Общее содержание (по массе) в воде минералов характеризуется ее минерализацией, выражаемой в мг-экв или мг/л.

Количество растворимых в воде солей кальция и магния характеризует ее жесткость, которая выражается в мг-экв/л; 1 мг-экв/л жесткости соответствует содержанию 20,04 мг/л  $Ca^{2+}$  или 12,16 мг/л  $Mg^{2+}$ . Единицы измерения жесткости в разных странах отличаются; в частности, градус жесткости, принятый в Великобритании, соответствует 14 мг/л  $CaCO_3$ , во Франции — 10 мг/л  $CaCO_3$ , а в США — 1 мг/л  $CaCO_3$  и т.д.

В процессе разработки месторождения химический состав пластовых вод изменяется в результате изменения термобарических условий пласта.

В процессе эксплуатации скважин с выносом пластовой воды, в составе которой содержатся карбонат кальция — кальцит CaCO<sub>3</sub>, сульфат кальция — гипс CaSO<sub>4</sub>·2H2O, сульфат бария — барит BaSO<sub>4</sub>, хлорид натрия — галит NaCl, при изменении термодинамических условий и состава пластовой смеси происходит солеотложение. Отложение солей — одна из причин выхода оборудования скважин из строя. Отложение солей является причиной сужения проходного сечения труб и приводит к снижению давления, температуры и дебита скважин, нарушению режима работы системы «пласт — УКПГ». Исследования показывают, что при наличии всех видов солей в нижней части труб отлагаются сульфаты кальция и бария, а ближе к устью скважины и на выкидных линиях — карбонаты кальция и натрия. В целом, солевые осадки, образующиеся при добыче газа, имеют сложный состав. Основным условием солеотложения является образование перенасыщенных растворов пластовой воды. Солеотложение происходит в результате испарения, смешения несовместимых вод, растворения горных пород и газов, изменения термобарических условий, дегазации воды, изменения ее общей минерализации. Все перечисленные процессы реально происходят в газопромысловой практике. Эти процессы связаны с геологическими условиями месторождения, системой разработки залежи, техникой и технологией добычи газа, его сбора и осушки.

Одной из основных причин осадки сульфатных солей является смешение несовместимых вод (жидкостей) и растворение гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в виде осадков в результате изменения термобарических условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой. Причиной осаждения хлорида натрия является испарение воды и снижение температуры раствора. Влияние на солеотложение различных факторов происходит комплексно и одновременно. Причем некоторые факторы действуют неоднозначно. Например, увеличение температуры повышает растворимость гипса, что способствует снижению отложения солей, но выпаривание при этом растворителя увеличивает концентрацию гипса, стимулирующего солеотложение.

Существенным является смешение несовместимых вод (жидкостей), и часто при их смешении смесь оказывается перенасыщенной тем или другим веществом, которое выпадает даже при неизменных температуре и давлении. Например, смешение метанола с минерализованной водой способствует отложению неорганических солей практически при любых соотношениях метанола и пластовой воды. Для Оренбургского месторождения наибольшая интенсивность солеотложения наблюдается при объемной доле метанола в растворе 65—85 %. Снижение температуры по пути движения газа с пластовой водой является причиной выпадения в осадок сульфатов бария и хлористого натрия, а снижение давления — выпадения карбоната кальция.

# ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Борьбу с отложением солей можно вести путем предотвращения этого процесса и путем растворения уже отложившихся солей. В целом методы борьбы с солеотложениями можно разделить на безреагентные и химические. К безреагентным методам относятся изоляция обводненных пластов; использование защитных покрытий, в частности, остеклованных труб и труб, покрытых полимерной смолой; воздействие на растворы магнитными, силовыми и электрическими полями, а также ультразвуковыми устройствами. Эти методы имеют локальный характер.

Химические методы борьбы основаны на применении реагентов, предотвращающих отложение солей. Наиболее эффективными ингибиторами солеотложения (к карбонатным и сульфатным отложениям) являются фосфатоорганические соединения. Широкое применение в нефтяной и газовой промышленности получили ингибиторы солеотложения ОЭДФ — оксиэтилидендифосфоновая кислота, НТФ — нитрилотриметиленфосфоновая кислота, ДПФ-1 — фосфорилированное производное 1,3-диаминодипропанола и ПАФ-1 — полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота. Ингибиторы солеотложения замедляют процесс осадкообразования в результате сорбции ими микрозародышей кристаллов солей.

Йнгибитор ОЭДФ — оксиэтилидендифосфоновая кислота (ТУ 6-09-20-54– 79) С<sub>2</sub>H<sub>8</sub>O<sub>7</sub>P<sub>2</sub> – представляет собой белый кристаллический продукт. Эффективно предупреждает отложение карбоната кальция. Молекулярная масса 206,02 кг/моль; температура кипения  $T_{\rm km}$  471–472 К. Растворимость в воде, кислотах и спиртах хорошая. В неполярных органических растворителях бензоле, хлороформе, дихлорэтане, нефти и в газовом конденсате — не растворяется. Вязкость 50%-ного водного раствора при  $T_{\rm cr}$  = 293 К составляет 15,6 МПа·с, а 2%-ного – 1,0 МПа·с. Ингибитор малотоксичен, предельно допустимая концентрация (ПДК) в воде рыбохозяйственных водоемов равна 0,9 мг/л, а в водах санитарно-бытового назначения – 2,0 мг/л. В воздухе рабочей зоны концентрация должна быть не более 2,0 мг/м<sup>3</sup>. Ингибитор горюч, но не взрывоопасен.

Ингибитор ПАФ-1 — полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота —  $C_3H_8NO_3P$ . Выпускается в виде водного раствора темно-коричневого цвета. Эффективно предотвращает отложение сульфата и карбоната кальция. Хорошо растворяется в воде и нерастворим в нефти, конденсате и органических растворителях. Ингибитор горюч, невзрывоопасен, умеренно опасен по токсичности. Безопасный уровень воздействия на организм 2 мг/м<sup>3</sup>. Температура замерзания  $T_3$  составляет 243 К. Совместимость с минерализованной водой определяется содержанием ионов кальция, 1%-ный водный раствор ПАФ-1 совместим с пластовой водой с содержанием ионов Са до 16 000 мг/л. Аналогом ПАФ-1 является ингибитор ПАФ-13 (ТУ 6-05-05-78).

Ингибитор НТФ (ТУ 6-02-1171-79) – нитрилотриметиленфосфоновая кислота  $C_3H_{12}NO_9P_3$  – представляет собой белый кристаллический порошок. Содержание активного вещества не менее 96 %. Так же как и ПАФ-1, эффективно предупреждает отложение сульфатов и карбонатов кальция и магния. Молекулярная масса равна 299,06 кг/моль, температура плавления  $T_{\text{плав}}$  – 483 К. В воде, кислотах и щелочах растворяется хорошо, а в органических растворителях, нефти и конденсате не растворим. Вязкость 50%-ного водного раствора при T = 293 К равна 155 МПа-с, а его плотность р – 1,27 г/см<sup>3</sup>. Малотоксичен. Совместимость НТФ с минерализованной водой зависит от содержания ионов кальция до 1600 мг/10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>.

Ингибитор ДПФ-1 (ТУ 6-09-20-30-79) — 2-окси-1,3-пропилендиамин — N, N, N', N', -тетраметилфосфоновая кислота  $C_7H_{22}N_2O_{13}H_4$ . Прозрачная жидкость желто-зеленого цвета. Плотность при стандартных условиях — 1,28 г/см<sup>3</sup>. Вязкость при T = 293 К составляет 3,47 МПа-с. Температура замерзания  $T_3 =$ = 213 К. В воде растворяется хорошо, а в нефти, конденсате и ацетоне нерастворим. Молекулярная масса 466,15 кг/моль. Содержание активного вещества 20–30 %. С пластовыми водами с концентрацией ионов кальция до 1600 мг/10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup> совместимы водные растворы, содержащие 0,1–3 % ДПФ-1. Эффективно предотвращает отложение сульфатных и карбонатных солей.

Все ингибиторы солеотложения совместимы с ингибиторами коррозии марок И-25-Д, Донбасс-1 и другими и не снижают их ингибирующие свойства. Они не способствуют образованию эмульсий с газовым конденсатом и водометанольным раствором, а также не вызывают вспенивание. Проведенные исследования показали, что предотвращение отложения неорганических солей достигается при применении реагентов в количествах от 5 до 20 г на 1 м<sup>3</sup> обрабатываемой воды. Оптимальной с точки зрения эффективности является концентрация 20 г на 1 м<sup>3</sup> воды.

Технология предусматривает подачу ингибитора солеотложения в эксплуатационные скважины по метанолопроводам совместно с ингибиторами гидратообразования и коррозии.

При совместной подаче в скважины ингибиторов солеотложения, гидратообразования и коррозии нет возможности достижения по всем скважинам оптимальных дозировок ингибитора отложения солей, исходя из объема выносимой воды. Поэтому по скважинам, где не обеспечивается необходимая подача ингибитора солеотложения, происходит образование осадка солей.

Для таких ситуаций и при отсутствии метанолопроводов с целью предупреждения образования осадков солей по всему стволу скважин, включая хвостовик, предлагается задавливание в призабойную зону пласта ингибирующего состава, который включает следующие реагенты (в % по массе):

Нитрилотриметиленфосфоновая кислота (НТФ)	2
Соляная кислота (20%-ная)	12,5
Поверхностно-активное вещество	0.35
Отход процесса гидратации окисиэтилена (полигликоль)	13,0
Вода	72,15

При добавлении к водному раствору НТФ соляной кислоты ингибитор из породы вымывается медленнее. Кроме того, водный раствор НТФ в присутствии соляной кислоты совместим с пластовыми водами, содержащими ионы кальция. При взаимодействии водного раствора НТФ, содержащего соляную кислоту, с карбонатными породами происходит реакция соляной кислоты и карбонатов, в результате происходит нейтрализация кислоты. Образовавшийся хлористый кальций диссоциирует в ионы кальция. При взаимодействии НТФ с ионами кальция, происходит образование малорастворимых кальциевых солей нитрилотриметиленфосфоновой кислоты, что обеспечивает увеличение периода ингибирования.

Добавка ПАВ служит для получения пенной системы. При закачке пенной системы увеличивается охват пласта; кроме того, ПАВ способствует закреплению гидрофильной пленки на поверхности породы.

Наличие в отмеченном составе полигликоля повышает вязкость пенной системы, что также способствует увеличению охвата пласта, улучшает адгезию состава на породе, а также снижает скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой.

Для задавливания ингибирующего состава в призабойную зону на скважинах необходимо провести следующие подготовительные работы:

очистить забой и ствол скважины от отложения неорганических солей и загрязнений, накопленных в процессе эксплуатации;

продуть скважину с целью выброса накопившейся жидкости из забоя;

провести исследование скважины;

приготовить предложенный для задавливания состав в емкости и перемешивать по схеме «емкость — насос — емкость» закрытой струей во избежание вспенивания раствора.

Необходимое количество раствора ингибитора, оптимальная его концентрация для задавливания в призабойную зону определяются исходя из объема выносимой воды и возможностей продолжительности защитного эффекта.

## ТЕХНОЛОГИЯ ИНГИБИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Ингибиторы солеотложения в зависимости от условий и места образования солей применяются разными способами:

путем периодического задавливания в призабойную зону;

непрерывной закачкой в ствол скважины или подачей в поток водометанолового раствора перед установкой регенерации метанола.

Необходимое количество ингибитора G (в кг), закачиваемого в призабойную зону, определяется формулой

$$G = 10^{-3} G_0 Q_{\rm B} A \tau, \tag{6.170}$$

где  $G_0$  — рекомендуемый удельный расход ингибитора на 1 м<sup>3</sup> выносимой из скважины воды,  $10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>;  $Q_{\rm B}$  — объем выносимой воды, м<sup>3</sup>/сут;  $\tau$  — продолжительность предполагаемого проектного времени защиты оборудования от солеотложения, сут; A — коэффициент неравномерности выноса ингибитора (A = 1,5-2,0).

Расчетное количество ингибитора *G* используют для приготовления 1– 5%-ного раствора в пресной воде или для композиционного состава с добавками ПАВ, антифриза и т.д. Количество раствора V<sub>р</sub> для закачки в призабойную зону определяется формулой

$$V_{\rm p} = 100 \cdot G / C_{\rm u} \rho_{\rm p}, \tag{6.171}$$

где  $C_{\rm H}$  — рекомендуемая концентрация ингибитора в растворе, %;  $\rho_{\rm p}$  — плотность раствора ингибитора, кг/м<sup>3</sup>.

Объем продавочного раствора  $V_{np}$  (воды или водного раствора метанола) для закачки ингибитора в пласт определяется по формуле

$$V_{\rm sp} = \pi m h R^2 + V_{\rm Tp},$$

где m — пористость призабойной зоны, %; h — толщина пласта, м; R — радиус проникновения ингибитора в пласт, м;  $V_{\rm тр}$  — объем труб в скважине, м<sup>3</sup>.

При возможности ингибирующий раствор целесообразно продавить в пласт газом. После продавливания ингибитора в призабойную зону скважину не эксплуатируют в течение 20-24 ч. Повторная закачка ингибитора в пласт производится при снижении содержания ингибитора в добываемой продукции до установленного уровня, т.е. до  $(1-5) \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>.

При непрерывном ингибировании расход ингибитора G определяется формулой

$$G = 10^{-3} Q_{\rm B} G_{0}. \tag{6.172}$$

По рассчитанному количеству ингибитора *G* приготавливают 0,1-1,0%-ный раствор для непрерывной подачи его через затрубное пространство в скважину. В зимнее время в водный раствор ингибитора добавляют антифриз. При возможности образования гидратов и коррозии оборудования ингибитор солеотложения закачивают совместно с ингибиторами коррозии и гидратообразования.

## подбор ингибиторов солеотложения

При подборе ингибитора солеотложения учитываются:

его эффективность применительно к данному технологическому процессу; возможность применения при существующих эксплуатационных условиях; совместимость с другими химическими реагентами в системе.

Пригодность ингибитора изучается в лабораторных условиях. Ингибиторы солеотложения должны обладать: ингибирующей активностью, совместимостью с пластовой водой, коррозионной, пенообразующей и эмульсиообразующей пассивностью, термостойкостью и т.д.

Ингибирующая активность раствора ингибитора зависит от состава образующихся солей и состава — марки ингибитора. Например, для испытания ингибиторов гипсоотложения можно использовать раствор, полученный из NaCl — 1550 мг-экв/л, MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O — 91 мг-экв/л, NaSO<sub>4</sub> — 227 мг-экв/л и CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O — 271 мг-экв/л. Такую модель получают следующим образом: предварительно готовят 50 мл раствора, содержащего NaCl, CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub>; к этому раствору добавляют расчетное количество ингибитора и хорошо перемешивают. Затем раствор смешивают с 50 мл нормального раствора Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

Для испытания ингибиторов отложения карбонатного типа используют модель на базе NaCl – 1370 мг-экв/л, MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O – 4,4 мг-экв/л, NaHCO<sub>3</sub> – 12 мг-экв/л и CaCl<sub>2</sub> – 13,6 мг-экв/л.

Защитный эффект Э (в %) ингибитора определяют по формуле

$$\Im = 100(P_0 - P)/P_0, \tag{6.173}$$

где  $P_0$ , P — массы осадков, выпавших из контрольного и испытуемого растворов, мг.

Массу осадка замеряют прямыми и косвенными методами. Защитный эффект может быть определен путем использования концентрации осадкообразующего иона в растворе по формуле

$$\Im = 100(C_{\rm p} - C_{\rm K})/(C_0 - C_{\rm K}), \tag{6.174}$$

где  $C_{\rm p}$ ,  $C_{\kappa}$ ,  $C_0$  — концентрации осадкообразующего иона в растворе с ингибитором, без него и в исходном растворе, мг/л.

Результаты расчетов необходимого количества задавливаемого ингибитора в зависимости от объема выносимой из скважины воды приведены в табл. 6.9.

Схема оборудования устья скважины для проведения задавки ингибитора солеотложений в виде пенной системы такая же, как при пенокислотных и спиртопенокислотных обработках.

В начальный период, перед закачкой в скважину вспененного ингибитора солеотложений в НКТ закачивается водный раствор ингибитора в таком объеме, чтобы давление на устье скважины было на 0,2–0,3 МПа ниже, чем давление газа, поступающего для вспенивания раствора по шлейфу данной скважины со стороны УКПГ. После снижения давления на «головке» скважины до необ-

Таблица 6.9

Расчетное количество ингибиторов (НТФ) и предлагаемого ингибирующего состава, задавливаемого в пласт, в зависимости от объема выносимой из скважины воды

Количество выносимой воды, м <sup>3</sup> /сут	Количество ингибитора, кг (в пересчете на НТФ)	Количество раствора (предлагаемого состава), м <sup>3</sup>	Количество выносимой воды, м <sup>3</sup> /сут	Количество ингибитора, кг (в пересчете на НТФ)	Количество раствора (предлагаемого состава), м <sup>3</sup>
0,5	5	0,25	20,0	200	10,0
1,0	10	0,50	25,0	250	12,5
2,5	25	1,25	30,0	300	15,0
5,0	50	2,50	30,5	350	17,5
10,0	100	5,0	40,0	400	20,0
15,0	150	7,5	50,0	500	25,0

ходимой величины, не прекращая закачки раствора в НКТ, начинают подачу газа высокого давления шлейфом из другой скважины для образования в скважине пены. Объем подаваемого газа должен обеспечить необходимую степень аэрации, которая в пластовых условиях должна быть не менее 1,5–2,0.

После закачивания в скважину ингибирующего раствора его продавливание в пласт осуществляется пресной водой или газом. Объем закачиваемого газа для продавливания в условиях скважин Оренбургского месторождения должен быть не менее 200–300 тыс. м<sup>3</sup>. После окончания продавливания скважину закрывают на 20-24 ч для адсорбции ингибитора на породе пласта. По истечении указанного времени скважину вводят в эксплуатацию с постепенным выводом ее на рабочий режим.

Повторное закачивание ингибитора солеотложения в пласт производится при снижении содержания НТФ в попутно добываемой воде ниже 5 г/м<sup>3</sup>.

## СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

В газопромысловой практике возникает необходимость в периодическом удалении отложений неорганических солей из скважины, НКТ и оборудования даже при условии применения способов предупреждения их образования.

Удаление образовавшихся отложений производится двумя способами: механическим и химическим. К механическим относятся разбуривание, рассверливание солей и использование гидромониторов. К химическим относятся следующие способы: удаление гипса с помощью карбонатных, бикарбонатных реагентов и гидроксидов с последующим растворением продуктов реакции соляной кислотой, а также обработка комплексообразующими реагентами.

Отложения, представленные хлоридами натрия, вымываются пресной водой или водными растворами метанола. Осадки карбоната кальция эффективно удаляются растворами соляной кислоты.

Наиболее трудоемким является удаление сульфатов кальция. При химическом способе их удаления происходят следующие реакции:

> $CaSO_{4} \cdot 2H_{2}O + Na_{2}CO_{3} = CaCO_{3} + Na_{2}SO_{4} + 2H_{2}O;$   $CaCO_{3} + 2HCl = CaCl_{2} + H_{2}O + CO_{2};$   $CaSO_{4} \cdot 2H_{2}O + NaOH = Ca(OH)_{2} + Na_{2}SO_{4} + 2H_{2}O;$  $Ca(OH)_{2} + 2HCl = CaCl_{2} = 2H_{2}O.$

С целью выявления эффективных химических реагентов и композиций для удаления отложения гипса в газопромысловом оборудовании Оренбургского газоконденсатного месторождения в лабораторных условиях были опробованы различные химические реагенты.

В качестве растворителей использовались водные растворы щелочей, растворы органических и неорганических кислот, растворы солей угольной кислоты и удалитель Р-221 фирмы «Петролайт». Исследования проводились в динамических условиях при различных соотношениях объемов реагентов и осадков, что позволило приблизиться к естественным условиям и провести сравнительную оценку действий различных реагентов на осадки гипса.

Из приведенных реагентов наибольшей растворяющей способностью гипсовых осадков обладает композиция на основе дигидрата динатриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон Б) и гидроксида натрия, содержащихся в следующей пропорции (в % по массе):

Трилон Б	6
Гидроксид натрия	15
Вода	79

Состав для удаления сульфата кальция готовится в специальной емкости при интенсивном перемешивании.

Для технологичности и повышения эффективности процесса удаления осадков гипса при отрицательных температурах внешней среды в условиях образования газовых гидратов в состав дополнительно включают метанол. При приготовлении состава вначале трилон Б и гидроксид натрия растворяют в воде, затем добавляют необходимое количество метанола.

Подача реагента в скважины осуществляется агрегатами «Азинмаш-30».

В том случае, если в состав осадка кроме гипса входит значительное количество карбоната кальция, удаление таких осадков проводится периодической подачей в скважину состава на основе трилона Б и раствора соляной кислоты, т.е. используются двухстадийные обработки.

При интенсивном образовании осадков солей в НКТ скважин их удаление проводится комбинированными методами — химическим и механическим. Удаление производится одновременно за счет воздействия химических реагентов и ударов ясса, спускаемого в НКТ в связке со снарядным устройством.

Механическое удаление осадков производится с помощью средств канатной техники через лубрикатор.

Как видно из вышесказанного, комплексное применение ингибиторов солеотложения, гидратообразования и коррозии является эффективным способом решения многих осложнений при добыче газа.

Механическое удаление солей хорошо отработано с помощью канатной техники, что позволяет полностью восстановить первоначальный дебит газа и дает большой экономический эффект.



# АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

# 7.1. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ЭВОЛЮЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Известно, что разработка газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений сопровождается фазовыми переходами (конденсация, испарение и т.д.), в результате чего могут существенно изменяться емкостные и фильтрационные параметры пласта. Последнее, в свою очередь, отражается на конечной и текущей углеводородоотдаче залежи.

В такой ситуации важна возможность раннего диагностирования состояния системы в пласте (выпадение и начало движения конденсата, вторжение нефти в газовую зону и т.д.), которое является определяющим при выборе оптимальных вариантов разработки и доразработки месторождения. Традиционные методы анализа процессов, протекающих в залежи, сводятся, например, к обработке в соответствующих координатах промысловых данных об изменении средневзвешенного пластового давления и суммарных количеств добытого газа. Однако в промысловых условиях данные о пластовом давлении чаще всего недостаточно надежны, а иногда и вовсе отсутствуют. В этом случае для решения указанной задачи практический интерес представляет умение использовать легкодоступную информацию, которой являются значения (динамические ряды) добычи из месторождения, и обрабатывать ее методами, позволяющими не только диагностировать состояние пласта, но и прогнозировать углеводородоотдачу.

Как известно, прогнозирующая модель (система), применяемая для описания реальных процессов, должна удовлетворять некоторым общим требованиям. Так, для прогнозирующей системы очень важна ее способность гибко реагировать на изменения, происходящие в объекте прогнозирования при одновременном осуществлении фильтрации помех. Другое не менее важное требование — достаточная для использования на практике точность прогноза. Модель в зависимости от ее вида обычно реагирует на изменения в объекте скачком, сменой знака показателей степени, изменением коэффициентов. Скачок (разрыв первого рода) неразрывно связан с производной и трактуется как резкий переход от стадии эволюционного изменения старого качества системы к новому, после которого полностью меняется характер развития процесса; изменение знака показателя степени истолковывается как переход от роста системы к ее деградации (и наоборот), а изменение величины показателя степени без изменения знака — как изменение темпов роста системы и т.д.

Одним из способов улучшения надежности прогнозов может явиться применение математических моделей с гибкой структурой, основывающихся на общих закономерностях изменений рядов динамики, характеризующих процесс эксплуатации залежи — в частности, моделей, описывающих процесс роста общей добычи месторождения:  $Q^* = \int Q(t) dt$ . Преимущество такого моделирования может проявиться в том, что линия  $Q^*(t)$ , качественно одинаково изменяясь для любой залежи, несет в себе информацию о конечной отдаче пласта: монотонно возрастая во времени, выполаживаясь, стремится к конечному значению извлекаемых запасов  $Q_0$ , равному извлекаемым запасам.

Кривая указанного типа качественно описывается выражениями

$$Q' = Q_0 - \left[ (1 - \alpha) (C - At) \right]^{\frac{1}{1 - \alpha}} \quad при \; \alpha \neq 1;$$

$$Q' = Q_0 - Ce^{-At} \quad при \; \alpha = 1,$$
(7.1)

определяемыми решением эволюционного дифференциального уравнения для нахождения конечного значения извлекаемых запасов углеводородов:

$$\frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}t} = A \left[ Q_0 - Q(t) \right]^{\alpha}.$$
(7.2)

В этих уравнениях A,  $\alpha$  — коэффициенты; C — постоянная интегрирования; t — текущее время.

Для  $\alpha < 1$ ,  $\alpha > 1$ ,  $\alpha = 1$  соответственно возникает параболическое, гиперболическое или экспоненциальное конечное значение извлекаемых запасов  $Q^{\bullet}(t)$ до своего значения  $Q_0$ .

Уравнение (7.2) и его решения в какой-то степени отвечают указанным требованиям и могут применяться при анализе разработки. Для этого последовательным логарифмированием, дифференцированием и в последующем интегрированием для фильтрации помех выражение (7.2) приводится к виду

$$\frac{\sum_{i=1}^{t} \left(\sum_{i=1}^{t} Q_{j}(t) \Delta t\right) \Delta t}{t} = Q_{0} + \alpha \frac{\sum_{i=1}^{t} \left(\frac{Q^{2}}{Q'}\right) \Delta t}{t} \quad \text{или} \quad \varphi = Q_{0} + \alpha z, \tag{7.3}$$

где Q' — первая производная добычи, рассчитываемая методом статистического дифференцирования. Здесь же в связи с дискретностью замеров добычи интегралы заменены суммами.

По уравнению (7.3) были обработаны данные по добыче газа, конденсата и нефти газоконденсатно-нефтяного месторождения Карадаг. Результаты расчетов представлены на рис. 7.1–7.3. В первой четверти располагаются линии, отно-



Рис. 7.1. Зависимость ф от z для месторождения Карадаг (добыча нефти)

сящиеся к периоду нарастающей, а во второй — к периоду падающей добычи. Сопоставление характера полученных линий с анализом разработки месторождения позволило сделать выводы о влиянии процессов, проходящих в залежи, на формирование углеводородоотдачи пласта и, начиная с некоторого момента разработки, определять ее величины.

Одна из особенностей эксплуатации месторождения Карадаг — значительное отставание ввода в разработку нефтяной оторочки, что привело к прорывам значительных количеств нефти и газа в газоконденсатную часть залежи и отразилось на конечной нефтеотдаче (~ 10 %). Первые признаки вторгающейся нефти были зарегистрированы в 1959 г. по скв. 105. В последующем процесс прогрессировал, и в 1961-1963 гг. в области оторочки преобладал режим вытеснения газированной нефти вторгающейся водой. Формирование указанного явления можно проследить на рис. 7.1 по изменению коэффициента (показателя степени  $\alpha$ ) линий, расположенных в первой координатной четверти. Там же устанавливается первоначальная оценка извлекаемых запасов. Момент изменения знака показателя степени α прямой 3 (см. рис. 7.1), совпадающий по времени с серединой 1961 г., указывает на начало интенсивного продвижения нефти в газоконденсатную часть залежи и характеризует превалирующее действие «стока» – газовой зоны – по сравнению с «источниками» – добывающими скважинами. До этого момента, несмотря на интенсивное разбуривание, действие «источников» на добычу нефти постепенно уменьшалось (для линий 1 и 2 тангенс угла наклона  $\alpha_1 < \alpha_2$  и  $\alpha > 0$ ). Для сложившейся на оторочке ситуации оценка суммарного отбора, определяемая экстраполированием 3 (Оп3) будет составлять 600 тыс. т. В дальнейшем фонд действующих скважин в нефтяной части увеличивался. Результат – уменьшение ухода жидкости в газовую зону, что прослеживается по линиям 4, 5, 6 и 7, где α > 0, и увеличение оценок извлекаемых запасов. С другой стороны, интенсивное разбуривание повлекло за собой движение ранее «защемленного» водой газа. Начиная с линии 4, можно оценить величины конечной отдачи, хорошо согласующиеся с реальной добычей нефти за все время эксплуатации.

По рис. 7.2 и 7.3 устанавливаются как момент начала выноса выпавшего



Рис. 7.2. Зависимость  $\varphi$  от z для месторождения Карадаг (добыча конденсата)

конденсата и остаточной нефти из призабойных зон скважин, так и момент образования многофазной фильтрации (газ, остаточная нефть, смешанная с конденсатом, и остаточная вода), наблюдавшейся на поздней стадии разработки.

Начало первого процесса регистрируется скачком на линиях 1-2 и 3-4 (см. рис. 7.2). Здесь же экстраполяцией прямых 6, 8, 9 на рис. 7.2. и 1, 3, 4 на рис. 7.3, расположенных во второй координатной четверти, оцениваются извлекаемые запасы газа и конденсата.

При параболическом законе «насыщения» (α < 1) величина Q<sub>0</sub> определяется для конкретного времени t<sub>к</sub>. Другими словами, если аппроксимировать нарастающую добычу  $\Sigma Q(t)$  уравнениями (7.1), то при  $\alpha < 1$  можно указать ориентировочное значение времени извлечения основных запасов. Так, линия 4 (см. рис. 7.3) относится к периоду максимальной добычи газа, в который газоконденсатная часть залежи была полностью разбурена и отбор газа соответствовал наибольшему уровню. Для этой линии  $\alpha = 0.28 < 1$ ,  $Q_0 = 19$  млрд.  $M^3$ ,  $t_{\rm x} =$ = С/А = 125 мес. При этом С и А определялись решением системы двух уравнений (7.1) для крайних точек отрезка 1. С помощью полученных коэффициентов по уравнению (7.1) проведены расчеты нарастающей добычи (см. рис. 7.4). Как видно из рис. 7.4, уравнение (7.1) удовлетворительно описывает нарастающий характер изменения добычи до величины суммарного отбора  $Q_0 = 19$  млрд. м<sup>3</sup> и позволяет составить прогноз  $\Sigma Q(t)$  в промежутке 70–125 мес разработки месторождения (за все время t = 180 мес основной разработки извлечено 21 млрд. м<sup>3</sup> газа). Такие же расчеты проведены для  $\Sigma Q$  нефти и конденсата, результаты которых подтверждают возможность применения формулы (7.1) для составления прогнозов нарастающей добычи.

Процесс нарастающей добычи можно описать и моделью Бертоланфи в виде

$$\frac{\mathrm{d}Q^{\star}}{\mathrm{d}t} = A\left(Q^{\star}\right)^{\prime} \left[Q_{0}^{\prime} - \left(Q^{\star}\right)^{\prime}\right], \tag{7.4}$$

решение которой  $Q^{*} = Q_0 \left(1 - e^{-At}\right)^{\frac{1}{7}}$  удобно представить в следующем виде:







Рис. 7.4. Сравнение фактической и расчетной суммарной добычи газа месторождения Карадаг: 1-2 - расчетная добыча по формулам (7.1) и

-2 – расчетная дооыча по формулам (7.1) и (7.4); 3 – фактическая добыча

$$\ln Q' = \ln Q_0 + \frac{1}{l} \ln \left( 1 - e^{-Alt} \right).$$
(7.5)

Последнее выражение преобразовывается к виду

$$\frac{\sum_{i=1}^{t} \frac{Q^{2}Q}{Q^{2}}}{t} = K - Al \frac{\sum_{i=1}^{t} \frac{Q^{2}}{Q}}{t}$$
(7.6)  
(K > 0; l < 1; K + l = 1).

По формуле (7.6), обработывая промысловые данные по добыче газа, вычисляют коэффициенты A, l, K, используя значения которых, по уравнению (7.5) графически определяют  $Q_0$ . По этому же уравнению составляют прогнозы  $Q_0$ .

# 7.2. НОВЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одним из наиболее распространенных и эффективных путей анализа состояния и контроля разработки месторождений нефти и газа является математическое моделирование основных показателей разработки. В частности, широкое применение нашли математические модели роста (развития) показателей нефте- и газодобычи, позволяющие на основе интегральных характеристик диагностировать характерные особенности процессов разработки, дать качественный и количественный прогнозы основных показателей разработки и определить наиболее целесообразные дальнейшие решения.

Применение некоторых из аналитических подходов, получивших развитие в ряде фундаментальных и прикладных наук, приведено ниже.

# ВЫДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ

Длительный опыт разработки нефтяных и газовых пластов показал необходимость выделения в этом процессе ряда стадий, существенно различающихся характером динамики основных показателей. Подобная стадийность и особенности различных стадий (длительности, уровни отборов, темпы роста или падения добычи и прочее) определяются как природными характеристиками разрабатываемых пластов, так и параметрами реализуемой системы разработки.

Существенность различий процессов разработки на разных стадиях определяет важность объективного разграничения этих стадий и учета их как при проектировании, так и при осуществлении и анализе разработки пластов. Вместе с тем в ряде случаев, в частности при анализе сложных и немонотонных профилей динамики добычи, встречаются значительные трудности однозначной трактовки и в целом обобщения динамики разработки объектов.

В связи с отмеченным для описания процесса добычи газа и выделения границ стадий разработки проводится аналогия с динамикой цепных разветвленных химических реакций, возможность развития которых черпается из собственных энергетических ресурсов. Глубина протекания таких реакций  $\eta'(t)$ , являющаяся основным показателем процесса, определяется как

$$\eta'(t) = 1 - N(t) / N_0, \tag{7.7}$$

где  $N_0$  — исходное количество реагента в жидкой фазе;  $N_t$  — количество реагента в жидкой фазе, оставшееся к моменту t.

Глубина протекания химической цепной реакции к моменту времени t описывается выражением

$$\eta'(t) = 1 - \exp(-K_0 t^q).$$
(7.8)

Для процесса газодобычи аналогом  $\eta'(t)$  является коэффициент газоотдачи  $\eta(t)$ :

$$\eta(t) = 1 - V'(t)/V_0 = V(t)/V_0, \qquad (7.9)$$

где  $V_0$ , V'(t) — соответственно начальные и остаточные запасы газа в пласте; V(t) — извлеченный ко времени t суммарный объем газа.

Соответственно выражению (7.8) для описания динамики коэффициента газоотдачи имеем уравнение

$$\eta(t) = 1 - \exp\left(-\lambda_0 t^q\right). \tag{7.10}$$

Статистическим аналогом кинетических уравнений (7.8) и (7.10) является широко применяемое в теории надежности технических систем распределение

Вейбулла, функция которого характеризует вероятность отказа элемента в течение периода испытаний *t*:

$$F(t) = 1 - \exp(\lambda_0 t^{\alpha}). \tag{7.11}$$

Плотность распределения вероятности имеет вид

$$f(t) = \mathrm{d}F/\mathrm{d}t = a\lambda_0 t^{\alpha-1} \exp\left(-\lambda_0 t^{\alpha}\right), \tag{7.12}$$

где  $\lambda = \alpha \lambda_0 t^{\alpha^{-1}} -$ «коэффициент смертности» — является важной характеристикой распределения, определяющей интенсивность отказов элементов.

Типичный вид динамики «коэффициента смертности» в теории надежности имеет U-образную форму, соответствующую трем периодам «жизни» технических устройств (рис. 7.5): участок убывающей интенсивности отказов периоду приработки, или ранних отказов; участок постоянной интенсивности нормальной эксплуатации; участок возрастания интенсивности отказов — периоду износа или старения устройств.

Сопоставление этих статистических закономерностей отказов механических систем с развитием и стадийностью процесса разработки нефтяных и газовых пластов указывает на возможность и в этом случае проведения определенных аналогий. Как известно, типичный профиль динамики текущих показателей разработки имеет трапецеидальный вид, по существу совпадающий с перевернутой динамикой интенсивности отказов (см. рис. 7.5). Данный вид, очевидно, отражает тот факт, что указанные выше три характерные периода эксплуатации технических систем в полной мере присущи и развитию процесса разработки залежей нефти и газа. В то же время, как уже отмечалось, многообразие природных и технологических условий разработки может породить весьма усложненные профили динамики, что, в свою очередь, должно отразиться и на динамике «коэффициента смертности». Таким образом, можно предположить, что кинетическое уравнение (7.10) и соответствующее ему статистическое распределение (7.11) могут быть взяты за основу динамики описания отборов при анализе разработки газовых залежей.

Практически данный подход реализуется путем двойного логарифмирования выражения (7.10), после чего исходные данные выравниваются в виде

$$\ln\left[\ln\left(1-\eta\right)\right] = \ln\lambda_0 + q\ln t \tag{7.13}$$

и из графика в координатах  $\ln [\ln(1 - \eta)] - \ln t$  определяются все параметры выражения (7.10). Очевидно, что изменение стадий разработки сопровождается изменениями этих параметров, что должно приводить к изломам динамики добычи в приведенных координатах.



Рис. 7.5. Характерный вид изменения коэффициента λ во времени

#### Таблица 7.1

Год	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс. т		Γοπ	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс. т	
	текущая	суммар- ная	текущая	суммар- ная	104	текущая	суммар- ная	текущая	суммар- ная
1975	65,9	65,9	19,4	19,4	1985	3610,3	30257,1	441,7	6251,3
1976 -	855,3	921,2	280,4	299,8	1986	3237,1	33494,2	350,2	6601,5
1977	1870,8	2792,0	538,1	837,9	1987	2606,3	36100,5	265,5	6867,0
1978	1527,3	4319,3	376,7	1214,6	1988	2412,2	38512,7	210,0	7077,0
1979	2678,0	6997,3	823,1	2037,7	1989	2221,0	40733,7	189,0	7266,0
1980	3550,6	10547,9	895,1	2932,8	1990	1866,0	42599,7	163,7	7429,7
1981	4128,6	14676,5	886,4	3819,2	1991	1653,0	44252,7	129,1	7558,8
1982	4158,4	18834,9	778,3	4597,5	1992	1508,5	45761,2	111,1	7669,9
1983	3928,8	22763,7	678,1	5275,6	1993	1313,5	47074,7	93,7	7763,6
1984	3883,1	26646,8	534,0	5809,6	1994	1152	48226,7	75,6	7839,2

Динамика добычи газа и конденсата по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз

Рассмотрим применение данного подхода к выделению стадий разработки VII горизонта месторождения Хара-Зиря-дениз. Данные по динамике добычи газа и конденсата для этого горизонта приведены в табл. 7.1.

Перестроенные согласно выражению (7.13) кривые динамики добычи газа показаны на рис. 7.6 и 7.7.



Рис. 7.6. Преобразованные данные по добыче газа по VII горизонту месторождения Хара-Зирядениз



Рис. 7.7. Изменение коэффициента λ для добычи газа по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз

Как видно из рис. 7.7, в целом в динамике коэффициента  $\lambda_r$  условно можно выделить четыре периода: с начала разработки по 1978 г. — «коэффициент смертности» растет, 1978—1982 гг. — резкая «впадина» в динамике, 1982—1986 гг. — относительно стабильный уровень, и период после 1986 г., на протяжении которого «коэффициент смертности» медленно падает, изменяя при этом свой уровень в 1991 г. Эти периоды, очевидно, и являются характерными стадиями разработки объекта.

### ПРОГНОЗ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

В зависимости от особенностей стадийности и динамики текущей добычи возможны различные профили роста суммарной добычи углеводородов. Наряду с текущей динамикой, качественный и количественный анализ интегрального роста позволяет решать ряд важнейших задач нефтегазодобычи.

Как правило, кривые суммарной добычи — это монотонно возрастающие кривые определенного вида с насыщением. Ниже приводятся методы модельного представления кривых роста, позволяющие, в частности, оценить текущие объемы извлекаемых запасов из пластов.

#### ЭВОЛЮЦИОННЫЕ МОДЕЛИ

Процесс роста любой сложной системы проходит эволюцию, ход которой определяется как собственными характеристиками системы, так и комплексом внешних воздействий на нее. В процессах газоконденсатодобычи такими факторами могут быть изменение пластового давления, конденсатосодержания, изменение фонда скважин, воздействие на пласт и др. Под действием подобных факторов в росте показателей разработки в соответствующие моменты могут наблюдаться ускоряющие или замедляющие рост переходы с одного уровня на другой. Эти переходы (эволюционные скачки) могут быть диагностированы на основе эволюционного моделирования, при котором рост системы описывается набором экспонент вида

$$V = A - Be^{-\alpha t}, \qquad (7.14)$$

где A, B и  $\alpha$  — постоянные на рассматриваемом этапе характеристики роста, причем при  $t \rightarrow \infty$  V = A.

Переход с одного уровня роста (т.е. с одной модели) на другой диагностируется путем анализа изменений дисперсии при поточечном включении в модель исходных данных (по интервалу обучения), а также оценки дисперсии прогнозов (по интервалу экзамена). Очевидно, что значение *А* последней модели, описывающей рост, соответствует конечному извлекаемому запасу при условии неизменности параметров системы разработки в дальнейшем.

Используем описанный подход и к моделированию роста показателей добычи на вышеуказанном горизонте месторождения Хара-Зиря-дениз. Динамика роста добычи газа и конденсата показана на рис. 7.8.

Эволюционное моделирование роста добычи газа показало изменение характеристик роста в 1979, 1983, 1986 и 1991 г. Параметры соответствующих экспоненциальных моделей приведены в табл. 7.2.

Как видно из табл. 7.2, модель, описывающая рост добычи газа после 1991 г., имеет вид



Рис. 7.8. Кривые роста добычи газа и конденсата по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз

т	а	б	π	и	п	а	7	2
	u	v		**	щ	u		

Результаты	эволюционного	моделирования
1 00 101010101	opoundaround.c.o	mogornip o manuality

Период разработки,	Параметры моделей				
годы	A	В	α		
1975-1978 1979-1982 1983-1985 1986-1990 1991-1994	-1749,31 -26627,71 78037,12 60796,86 56097,75	1245,56 20365,89 106436,7 92161,58 119573,6	0,3813 0,1003 0,0728 -0,1014 -0,1360		

 $V = 56097, 75 - 119573, 6 e^{-0.1360t}$ 

откуда следует, что при неизменности текущих условий разработки объекта величина извлекаемого запаса газа составляет 56,097 млрд. м<sup>3</sup>.

Следует отметить, что экспресс-оценка вида экспоненциальной модели и, следовательно, величины извлекаемых запасов может быть дана и путем использования всего лишь трех значений суммарных отборов в моменты времени  $t_1$ ,  $t_2$  и  $t_3$ . Необходимым условием при этом является, однако, выбор  $t_3$  таким, что

$$t_3 = (t_1 + t_2)/2. \tag{7.15}$$

Тогда параметры модели находятся простым решением системы уравнений

$$V_{1} = A - Be^{-\alpha t_{1}},$$

$$V_{2} = A - Be^{-\alpha t_{2}},$$

$$V_{3} = A - Be^{\alpha [(t_{1}+t_{2})/2]}.$$
(7.16)

Так, взяв в приводимом выше примере по месторождению Хара-Зирядениз данные по добыче за последние три года (что, очевидно, удовлетворяет формулам (7.16)), получаем следующие значения *A*, т.е. извлекаемого запаса: по газу — 56,444 млрд. м<sup>3</sup>, по конденсату — 8,154 млн. т. Как показывает анализ данных разработки газовых залежей, в том числе и приведенных выше (см. рис. 7.8), в большинстве случаев динамика роста суммарной добычи имеет так называемый S-образный характер, т.е. состоит из трех основных периодов — постепенно нарастающей добычи, интенсивного роста, в середине которого наступает замедление (т.е. перегиб в росте кривой), и, наконец, длительного периода медленного роста. Такой характер роста суммарной добычи может определяться как природными, так и технологическими факторами разработки — слоистой неоднородностью или многопластовостью объекта добычи, разновременностью ввода скважин в эксплуатацию и др. В чистом виде S-образная кривая называется логистической. Она симметрична относительно точки перегиба и описывается уравнением

$$V = V_0 / (1 + a e^{-bt}), (7.17)$$

где V и  $V_0$  — текущее и предельное значения роста; a, b — постоянные параметры.

Скорость роста *Q* анализируемого показателя определяется производной по времени

$$Q = dV/dt = kV [1 - V/V_0], \qquad (7.18)$$

откуда видно, что интенсивность роста пропорциональна произведению уже достигнутого значения роста на величину оставшейся, т.е. еще не выработанной, доли предела роста.

Преобразование последнего выражения позволяет представить логистическую модель в виде прямой

$$Q/V = k - (k/V_0)V, (7.19)$$

и таким образом путем графического построения в координатах Q/V - V оценить как адекватность этой модели рассматриваемому процессу, так и ее параметры.

Рассмотрим применение данного подхода к анализу добычи газа и конденсата по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз. Соответствующие координаты для добычи газа будут иметь вид

$$Q_{\rm r}/V_{\rm r} = k_{\rm r} - (k_{\rm r}/V_{\rm 0r})V_{\rm r}, \qquad (7.20)$$

а для добычи конденсата

$$Q_{\kappa}/V_{\kappa} = k_{\kappa} - \left(k_{\kappa}/V_{0\kappa}\right)V_{\kappa}.$$
(7.21)

Соответствующие графики, построенные по исходным данным, приведены на рис. 7.9 и 7.10. Как видно из этих рисунков, в целом зависимости в обоих случаях разделяются на три участка — относительно прямолинейный участок в период с начала разработки до 1978 г., затем переходной «всплеск» до примерно 1980—1981 гг. и вновь монотонно убывающий участок до конца рассматриваемого периода.

Из полученных графиков были определены параметры моделей согласно уравнениям (7.20) и (7.21) для конечных участков зависимостей (период 1991—



Рис. 7.9. Преобразованные по логистической модели данные по добыче газа



Рис. 7.10. Преобразованные по логистической модели данные по добыче конденсата

1994 гг.). Для добычи газа полученные значения составили  $k_r = 0,18924$ ,  $k_r/V_{0r} = 3,43\cdot10^{-6}$ , откуда  $V_{0r} = 55,240$  млрд. м<sup>3</sup>, для добычи конденсата —  $k_{\kappa} = 0,21595$ ,  $k_{\kappa}/V_{0\kappa} = 2,63\cdot10^{-5}$ , откуда  $V_{0\kappa} = 8,214$  млн. т.

#### МОДЕЛЬ АВТОКОЛЕБАНИЙ

Помимо изложенных выше, возможно применение и ряда других подходов к описанию процесса роста добычи газа и конденсата, в частности, автоколебательной модели Лотки – Вольтера, в которой учитывается возможность взаимовлияния каждого из указанных компонентов на добычу другого. В этом случае динамика процесса добычи может быть описана, например, системой уравнений

$$\mathrm{d}V/\mathrm{d}t = Q_{\mathrm{r}} = k_1 V_{\mathrm{r}} - k_2 V_{\mathrm{r}} V_{\mathrm{s}};$$

$$dV/dt = Q_{\kappa} = k_3 V_{\kappa} - k_4 V_{\rm r} V_{\kappa}, \qquad (7.22)$$

где  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$  и  $k_4$  — постоянные коэффициенты модели; остальные обозначения те же, что и выше.

Для идентификации данной модели оба уравнения системы (7.22) могут быть линеаризованы путем деления их соответственно на  $V_r$  и  $V_{\kappa}$ . Тогда уравнения (7.22) принимают вид

$$Q_{\rm r}/V_{\rm r} = k_1 - k_2 V_{\kappa}, \qquad (7.23)$$
$$Q_{\kappa}/V_{\kappa} = k_3 - k_4 V_{\rm r}.$$

Перестроенные в соответствии с уравнением (7.23) данные добычи по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз показаны на рис. 7.11 и 7.12. Вид-



Рис. 7.11. Преобразованные по модели автоколебаний данные по добыче газа





#### Таблица 7.3

Модель	Извлекаем	ные запасы	Остаточные (на 1.01.1995 г.) извлекаемые запасы		
	газа, млрд. м <sup>3</sup>	конденсата, млн. т	газа, млрд. м <sup>3</sup>	конденсата, млн. т	
Экспоненциаль- ная (эволюцион-	56,097	8,248	7,870	0,409	
ная) Экспоненциаль- ная (экспресс-	56,444	8,154	8,217	0,315	
оценка) Логистическая	55,240	8,214	7,013	0,375	

Сводные результаты оценки извлекаемых запасов по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз

но, что полученные графики имеют практически такой же вид, как и при применении логистической модели (7.19), т.е. динамика добычи обоих компонентов вновь делится на три участка. В целом поскольку коэффициенты  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$ ,  $k_4$ имеют одинаковые знаки, процесс добычи газа и конденсата системе автоколебаний (7.22) не подчиняется. Вместе с тем третий, наиболее продолжительный участок на рис. 7.12 гораздо более четко выражен прямой, чем при логистическом описании (см. рис. 7.10). Это свидетельствует о том, что учет влияния наличия конденсата в этот период позволяет описать процесс добычи газа более адекватно.

Результаты оценки извлекаемых запасов по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз сведены в табл. 7.3, где, исходя из текущей суммарной добычи, показаны также и остаточные извлекаемые запасы. Из данных табл. 7.3 видно, что эти величины, полученные различными методами анализа, достаточно близки и составляют 7,013—8,217 млрд. м<sup>3</sup> по газу и 0,315—0,409 млн. т по конденсату.

# АНАЛИЗ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Интенсификация процесса добычи углеводородов и повышение газоконденсатоотдачи пластов неразрывно связаны с регулированием отбора газа по скважинам и отдельным участкам залежи. В частности, одним из основных вопросов разработки газовых и газоконденсатных месторождений является оперативное определение степени взаимодействия между скважинами, знание которого определяет выбор наиболее выгодного доуплотнения сетки скважин, наличие остаточных целиков газа, позволяет принимать решения по регулированию продвижения контура краевых вод и т.д. Особенности распределения степени взаимодействия между скважинами в целом по рассматриваемому объекту позволяют выявить наличие слабодренируемых зон залежи, определяемых результатами неполного охвата пласта дренированием.

Степень выработки газоконденсатного пласта и особенности процессов разработки традиционно определяют по результатам газогидродинамических и геофизических исследований, что требует для своей реализации наличия большого объема исходной информации, достоверность которой оказывает существенное влияние на конечный результат. Однако в промысловой практике, особенно в морских условиях, вследствие ограниченности проводимых исследований не всегда возможно получение достаточного объема оперативной геологопромысловой информации, необходимой для проведения анализа и принятия решений.

Это и предопределило применение вероятностно-статистического подхода при анализе состояния разработки на базе использования текущих и ретроспективных данных нормальной эксплуатации скважин, позволяющей проводить исследования и принимать решения в условиях недостаточности и ограниченности объема информационного массива.

Основным исходным анализируемым параметром был выбран дебит скважины, характеризующий практически все остальные, так как любые изменения в пластовой системе приводят к вполне определенным изменениям значения дебита.

Для определения взаимодействия между скважинами и выявления различных степеней дренируемости зон залежи предлагается использование коэффициента ранговой корреляции Спирмена, предназначенного для оценки связи между двумя рядами наблюдений. Причем здесь значения параметров заменяются величинами соответствующих им рангов. В итоге при таком подходе повышается надежность результатов анализа информации.

Коэффициент ранговой корреляции Спирмена определяется и рассчитывается по схеме, изложенной в работе [52].

Интегральным критерием оценки степени связи между анализируемыми параметрами по коэффициентам корреляции служит функция желательности, согласно которой при значениях средневзвешенного коэффициента корреляции *R* менее 0,4 связь считается плохой, а при значениях *R* более 0,5 — хорошей.

Базовыми критериями при проведении анализа являются  $R_{r-r}$ ,  $R_{\kappa-\kappa}$  и  $R_{B-B}$  — соответственно показатели связи между дебитами газа, конденсата и воды сопоставимых объектов (скважин). В процессе анализа исходной устьевой информации и принятия решений по регулированию системы отбора в целом по залежи, перечисленные диагностирующие критерии используются в комплексе. Слабодренируемые зоны определяются на основе ретроспективного анализа тенденции газогидродинамического перераспределения пластовых флюидов. Для этого используются показатели связи между дебитами сопоставляемых объектов. Отличительной особенностью предлагаемого подхода является возможность выявления характерных особенностей развития пластовой системы в процессе ее разработки, знание которых необходимо для достоверного выявления различных зон залежи.

Существующие методы определения различных степеней дренируемости зон залежи, основанные на прямых исследованиях, не позволяют одновременно оценивать воздействие всей совокупности скважин рассматриваемого объекта с позиции единой системы взаимодействующих элементов. Предлагаемый подход лишен отмеченного недостатка, так как позволяет установить степень взаимовлияния для любого количества скважин и на любой промежуток времени.

Здесь в качестве исходного информационного массива используются временные ряды дебитов газа, конденсата и воды, по согласованности изменений которых определяется степень взаимодействия скважин. Процедура расчета производится в такой последовательности:

эксплуатационные скважины разбиваются по группам исходя из их географической близости, причем одна и та же скважина в зависимости от ее расположения может быть включена в несколько различных групп;

рассчитываются средневзвешенные коэффициенты ранговой корреляции  $R_{r-r}$ ,  $R_{k-\kappa}$  и  $R_{B-B}$  по всем скважинам пласта, одновременно дренирующим его за рассматриваемый период времени (расчет, как правило, проводится по средне-

суточным или месячным дебитам, не менее чем за год, что обеспечивает достаточную достоверность);

на основе полученных значений коэффициентов корреляции, принимаемых за меру состояния скважин, строятся карты линий равных взаимодействий по дебитам газа, конденсата и воды.

Результирующие зоны пласта выявляются путем их сравнения.

Апробация вышеизложенного подхода детально рассмотрена на примере VII горизонта морского месторождения Хара-Зиря-дениз, эксплуатируемого 20 скважинами.

Анализ включает в себя расчеты средневзвешенного коэффициента корреляции взаимодействия скважин в отдельности по дебитам газа, конденсата и воды. Исходной геолого-промысловой информацией служили временные ряды изменения показателей среднесуточной добычи указанных параметров за период 1992—1995 гг. по каждой скважине в отдельности.

В результате проведенных расчетов были построены карты линий равных взаимодействий соответственно на основе значений коэффициентов корреляции дебитов газа, конденсата и воды по состоянию на 03.1995 г. Получены соответствующие решения по регулированию режимов работы скважин, основанные на показателях степени взаимодействия каждой скважины с окружающими с учетом всей ретроспекции динамики отборов газа, конденсата и воды по рассматриваемому объекту в целом (табл. 7.4).

	<b></b>				_			
Номер		Газ		Конденсат		Вода		
сква- жины	R	Решение по регулиро- ванию отборов	R	Решение по регулиро- ванию отборов	R	Решение по регулиро- ванию отборов		
29	0,474	Неопределенный случай	0,638	Ограничить отбор	0,447	Неопределенный слу- чай		
66	0.589	Ограничить отбор	0.828	То же	0.581	Ограничить отбор		
106	0,558	Тоже	0,786	*	0,494	Неопределенный слу- чай		
110	0.587	*	0.819	4	0,128	Увеличить отбор		
111	0.520	*	0.685	*	0.273	Тоже		
42	0,237	Увеличить отбор	0,742	*	0,452	Неопределенный слу- чай		
53	0,343	Неопределенный случай	0,273	Увеличить отбор	0,337	То же		
60	0.157	Увеличить отбор	0.236	Тоже	0.220	Увеличить отбор		
70	0,343	Неопределенный случай	0,334	Неопределенный слу- чай	0,254	То же		
75	0.603	Ограничить отбор	0.471	Тоже	0.260	*		
108	0.533	Тоже	0.343	*	0.269	*		
39	0,256	Увеличить отбор	0,363	4	0,318	Неопределенный слу-		
46	0,302	Неопределенный случай	0,233	Увеличить отбор	0,145	Увеличить отбор		
50	0.197	Увеличить отбор	0.222	Тоже	0.205	То же		
73	0.287	Тоже	0,293	*	0.258	*		
74	0.00	*	0.00	*	0.00	*		
25	0,499	Неопределенный случай	0,570	Ограничить отбор	0,582	Ограничить отбор		
43	0,539	Ограничить отбор	0,550	То же	0,323	Неопределенный слу- чай		
54	0,810	То же	0,360	Неопределенный слу- чай	0,00	Увеличить отбор		
107	0,554	*	0,731	Ограничить отбор	0,436	Неопределенный слу- чай		

Таблица 7.4

Расчеты средневзвешенных коэффициентов корреляции за последние 12 месяцев на 03.1995 г. блоков 1-6 горизонта VII месторождения Хара-Зиря-дениз

На рис. 7.13 показаны линии равных взаимодействий по дебитам газа с учетом реального расположения скважин. Как видно из рис. 7.13, выделяются сильно- и слабодренируемые зоны залежи.

Так, участки залежей, эксплуатируемые соответственно группами скв. 108, 53, 75, 54, 43, 107, 25 и 110, 106, 66, 111, 29, можно охарактеризовать как высокодренируемые, так как значения R по каждой скважине в отдельности превышают 0,5. Часть залежи, эксплуатируемая скв. 39, 73, 50, 60 и 42, является слабодренируемой зоной. Здесь значение R для всех скважин не превышает 0,4.

Для подтверждения достоверности полученных выводов была проанализирована динамика изменений показателей  $R_r$  по всем скважинам за исследуемый трехлетний период времени их работы. Как явствует из анализа, если по группе скв. 54, 43, 107, 25 наблюдается увеличение значений  $R_r$  в среднем по скважинам от 0,2 до 0,6, что свидетельствует о тенденции включения скважин в общую дренажную систему, то по группе скв. 39, 73, 50, 60, 46, 74 значения  $R_r$ по отдельным скважинам за тот же период времени существенных изменений не претерпели и остались в среднем на уровне 0,2–0,3. Аналогичные картины наблюдаются и по участкам залежи, эксплуатируемым группой скв. 108, 75, 53 и 42.

Как видно из табл. 7.5, наличие слабодренированной зоны, например, эксплуатируемой группой скв. 39, 73, 50, 60, нельзя объяснить только вводом их в эксплуатацию в более поздние сроки по сравнению с другими скважинами, так как, например, скв. 107 и 111 вошли в эксплуатацию соответственно 03.1986 г. и 02.1989 г. и, несмотря на относительно малое время их работы, они взаимодействуют с окружающими их скважинами на уровне  $R_r \sim 0,5$ .

При детальном рассмотрении и анализе карты линий равных взаимодействий по дебитам газа (см. рис. 7.13) видно, что анализируемый VII горизонт месторождения Хара-Зиря-дениз разделяется линиями нулевого цикла со значениями R = 0.44. Эта линия является границей между двумя группами скважин,



Рис. 7.13. Карта изолиний взаимодействия по дебитам газа (месторождение Хара-Зиря-дениз, VII горизонт). Здесь и на рис. 7.14-7.17 в числителе приведены значения *R*·10<sup>3</sup>, в знаменателе – номера скважин

#### Таблица 7.5

Динамика изменения с	редневзвешенного к	соэффициента	корреляции И	2 по	дебитам газа
дппатика поменения с	редневовешенного к	тоэффицисита	корреляции и	γ no .	Aconiam lase

I I and an and a	Дата ввода	Значения R <sub>1</sub> , определенные в разное время					
томер сква- жины	скважины в эксплуатацию	06.1993	12.1993	06.1994	12.1994	06.1995	
$\begin{array}{c} 54\\ 43\\ 107\\ 20\\ 39\\ 73\\ 50\\ 60\\ 70\\ 108\\ 75\\ 53\\ 42\\ 110\\ 106\\ 66\\ 111\\ 29\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 03.1982\\ 01.1981\\ 03.1986\\ 06.1977\\ 03.1980\\ 05.1987\\ 07.1982\\ 07.1983\\ 04.1985\\ 01.1987\\ 09.1985\\ 05.1985\\ 05.1985\\ 05.1979\\ 07.1986\\ 07.1986\\ 07.1986\\ 04.1983\\ 02.1989\\ 04.1979\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,17\\ 0,23\\ 0,21\\ 0,19\\ 0,25\\ 0,21\\ 0,31\\ 0,37\\ 0,16\\ 0,45\\ 0,47\\ 0,30\\ 0,07\\ 0,34\\ 0,40\\ 0,44\\ 0,48\\ 0,13\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,18\\ 0,29\\ 0,26\\ 0,29\\ 0,39\\ 0,31\\ 0,38\\ 0,29\\ 0,42\\ 0,40\\ 0,34\\ 0,31\\ 0,19\\ 0,42\\ 0,35\\ 0,45\\ 0,61\\ 0,41\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,53\\ 0,37\\ 0,27\\ 0,35\\ 0,26\\ 0,37\\ 0,31\\ 0,25\\ 0,37\\ 0,50\\ 0,40\\ 0,33\\ 0,19\\ 0,32\\ 0,29\\ 0,32\\ 0,29\\ 0,32\\ 0,41\\ 0,27\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,56\\ 0,53\\ 0,38\\ 0,37\\ 0,23\\ 0,24\\ 0,22\\ 0,29\\ 0,29\\ 0,29\\ 0,29\\ 0,54\\ 0,40\\ 0,34\\ 0,20\\ 0,32\\ 0,32\\ 0,32\\ 0,31\\ 0,48\\ 0,21\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} 0,81\\ 0,54\\ 0,55\\ 0,50\\ 0,25\\ 0,28\\ 0,20\\ 0,16\\ 0,34\\ 0,53\\ 0,60\\ 0,34\\ 0,24\\ 0,55\\ 0,56\\ 0,54\\ 0,52\\ 0,52\\ 0,47\\ \end{array}$	
46 74	07.1980	0,21	0,21 0,23	0,23 0,18	0,18 0,05	0,30 0,05	

каждая из которых имеет тенденцию усиления степени взаимодействия в противоположную сторону от нее. В общем скважины могут быть разделены на следующие группы:

I группа – скв. 111, 66, 106, 110;

II группа – включает в себя только скв. 42;

III группа – скв. 108, 53, 75;

IV группа - скв. 39, 73, 50, 60, 70, 46, 74;

V группа - скв. 54, 43, 107, 25.

Таким образом, на основе предложенного подхода установлена возможность диагностирования взаимодейсвтия скважин. Полученные результаты могут быть приняты во внимание для уточнения наличия тектонических нарушений.

Подобный анализ был произведен также и на основе исследовательских процедур на базе изучения характерных особенностей взаимодействия между скважинами по дебитам конденсата и воды.

Вышеизложенное позволяет сделать следующее заключение:

1. Проведенный вероятностно-статистический анализ имеющейся геологопромысловой информации в условиях ее недостаточности дает возможность определить пути направления изменения стратегии разработки и искать решения по интенсификации и регулированию процессов газоконденсатодобычи в целом по залежи.

2. На основе анализа карт линий равных взаимодействий между скважинами по дебитам газа, конденсата и воды выявлено наличие слабо- и сильнодренируемых зон VII горизонта месторождения Хара-Зиря-дениз.

На рис. 7.14 представлены результаты построений в виде карты линий равных взаимодействий по дебитам конденсата. Здесь, как и выше, скважины подразделяются на аналогичные группы, за исключением того, что скв. 54 из V группы выделяется как отдельный объект, а скв. 42 объединена с I группой.

Как показывает анализ карты линий равных взаимодействий между сква-



Рис. 7.14. Карта изолиний взаимодействия по дебитам конденсата



Рис. 7.15. Карта изолиний взаимодействия по дебитам воды

жинами по дебитам воды (рис. 7.15), интенсивное обводнение наблюдается по пластам, эксплуатируемым скв. 43, 107, 25; 42, 106, 66, 29. Здесь также нужно отметить тот факт, что скв. 54 выделяется как отдельный объект, а скв. 42 отнесена к I группе.

Таким образом, путем сопоставления полученных карт можно с достаточной степенью точности диагностировать наличие слабо- и сильнодренируемых зон залежи. В данном случае участок залежи, эксплуатируемый скв. 39, 73, 46, 74, 50, 60, 70, характеризуется как слабодренируемый.

# КОСВЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН

Эффективность процессов регулирования отбора углеводородов во многом определяется своевременным диагностированием и определением времени перехода системы из одного состояния в другое.

Здесь в качестве исходной информации при проведении анализа используются временные ряды накопленной добычи газа и конденсата.

Кривые накопленной добычи газа и конденсата можно условно разделить на два типа, характеризуемых ростом без ограничения и с ограничением. Здесь необходимо отметить, что рост с ограничением представляет собой рост накопленной добычи с предельным (асимптотическим) значением, а рост без ограничения не имеет асимптотического значения накопленной добычи.

Выбор момента проведения геолого-технических мероприятий основывается на следующем принципе: когда накопленная добыча газа имеет тенденцию роста без ограничения, целесообразно проведение увеличения отбора; в противоположном случае — ограничение отбора.

В ряде случаев визуально провести указанный анализ исходной информации невозможно и затруднительно. В связи с чем и предлагается применение аппарата теории катастроф, который позволяет определить момент и характер качественных изменений, происходящих в анализируемой системе. Согласно этой теории, предполагается некоторая система, находящаяся в равновесии. В результате изменения ее параметров равновесие системы нарушается, а при определенных качественных изменениях оно вообще может исчезнуть. В результате поведение параметрической системы подвергается переключению с одного равновесного состояния в другое.

В теории катастроф предполагается, что поведением рассматриваемого процесса управляет некоторая потенциальная функция *y*, локальный минимум которой совпадает с точками равновесия системы.

Для диагностирования поведения системы в нашем случае используется информация о динамике суммарного отбора газа и конденсата по скважинам за исследуемый период времени разработки месторождения. Полученные зависимости могут быть описаны уравнением типа

$$y = ax^2 + bx + c,$$
 (7.24)

а потенциальная функция подбирается таким образом, чтобы ее критические точки совпадали с критическими точками исходной системы. Из решения данного уравнения для потенциальной функции множество катастроф устанавливается из условия  $D = b^2 - 4ac$ , которое и определяет область значений параметров, при которых происходят качественные изменения в системе, а знак позволяет выявить характер таких изменений. Если исходная система имеет характер роста извлекаемых запасов, то D > 0, в противном случае D < 0.

Таким образом, знак дискриминанта является диагностирующим для выбора момента проведения мероприятия по регулированию режима отбора газа и конденсата в скважине.

При сочетании показателей знаков имеем следующее: при  $D_r > 0$ ,  $D_\kappa < 0$  – момент, благоприятный для увеличения отбора; при  $D_r < 0$ ,  $D_\kappa > 0$  – момент, благоприятный для ограничения отбора.

В качестве исходной информации были использованы временные ряды

динамики отборов газа и конденсата по скважинам VII горизонта месторождения Хара-Зиря-дениз за последний год их работы на 03.1995 г.

В результате получена табл. 7.6, в которой даны рекомендации по регулированию отбора углеводородов по каждой скважине на текущий момент времени.

Далее в рамках комплексного анализа состояния разработки процесс добычи газа и конденсата рассматривается как эволюция простых подсистем, каждая из которых проявляет свои характерные свойства роста с последующим достижением конечного значения извлекаемых запасов. Такие подсистемы достаточно хорошо описываются математическими моделями типа

$$y(t) = A + Be^{-\alpha t}, \qquad (7.25)$$

где y(t) — значение рассматриваемой функции в момент времени t на фиксированном уровне состояния;  $A, B, \alpha$  — коэффициенты.

Переходы системы с одного уровня на другой определяются сменой действующих факторов, оказывающих на каком-то этапе превалирующее влияние на процесс. Идентификация модели осуществляется следующим образом: по исходному информационному массиву определяются коэффициенты модели, и вычисляется среднеквадратическое отклонение. При поступлении последующей информации коэффициенты модели и среднеквадратическое отклонение заново пересчитываются. При наблюдении скачка в значениях среднеквадратического отклонения считается, что система перешла на новый качественный уровень.

Как показывает опыт анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений, зависимость накопленных отборов газа и конденсата от времени носит, как правило, экспоненциальный характер.

Особенность экспоненциальной модели заключается в том, что по сочетанию знаков коэффициентов модели можно определить, каков характер роста накопленной кривой — с конечным или без конечного значения извлекаемых запасов.

Таблица 7.6

Расчет успешности момента проведения регулирования отборов добывающих скважин по теории катастроф (месторождение Хара-Зиря-дениз, VII горизонт, блоки 1-6, конденсат + газ ). Расчеты произведены на 03.1995 г. за последние 12 мес

В том случае, если накопленная добыча газа по скважине имеет тенденцию роста, не позволяющую определить конечное значение извлекаемых запасов газа, то при увеличении отбора по этой скважине на рассматриваемый момент времени наиболее вероятным средством будет прирост добычи и наоборот.

Указанным методом была проанализирована работа вышерассмотренных скважин на основе изучения особенностей изменения динамики накопленных отборов газа и конденсата. Результаты расчета приведены в табл. 7.7, в которой также указаны решения по регулированию режимов работы скважин на основе эволюционного подхода.

Таким образом, на основе использования элементов системного анализа косвенной геолого-промысловой информации показана возможность определения групп скважин для проведения на них того или иного вида геологотехнических мероприятий по всему рассматриваемому объекту в целом с учетом их специфических и характерных особенностей работы.

Так, из детального рассмотрения обобщения всех полученных результатов по регулированию режимов работы 20 скважин VII горизонта месторождения Хара-Зиря-дениз, приведенных в табл. 7.4–7.6, выделяются три группы скважин:

I группа — скважины, рекомендуемые для увеличения отбора — 42, 53, 60, 70, 75, 50, 73, 74;

II группа — скважины, рекомендуемые для ограничения отбора — 66, 25, 43, 107;

III группа — скважины, не требующие на рассматриваемый момент времени изменения режима — 29, 106, 111, 108, 39, 46, 54.

Вышеизложенное позволяет сделать следующее заключение: показана возможность поиска решения по выбору стратегии разработки и регулирования процессов газоконденсатодобычи в целом по рассматриваемому объекту на основе вероятностно-статистического подхода в условиях недостаточности геолого-промысловой информации, включающая в себя:

#### Таблица 7.7

Расчет эволюционного критерия регулирования отборов добывающих скважин (месторождение Хара-Зиря-дениз, VII горизонт, блоки 1-6). Расчет производился на 03.1995 г. за последние 12 мес

Номер скважины	Α	В	α	Решение по регу- лированию отбора
29	0,477.109	0.477.109	0.208.10-8	Увеличить
66	0,431 108	0.431 10 <sup>8</sup>	0,230 10 <sup>-7</sup>	Ограничить
106	0,754·10 <sup>8</sup>	0.754 10 <sup>8</sup>	0.131.10 <sup>-7</sup>	
110	0.127 10 <sup>8</sup>	0.127 108	0.774 10-7	•
111	0.591·10 <sup>8</sup>	0.591.108	0.167.10 <sup>-7</sup>	*
42	0.132·10 <sup>10</sup>	0.132 10 <sup>10</sup>	0.746 10 <sup>-9</sup>	Увеличить
53	0.629 10 <sup>8</sup>	$0.629 \cdot 10^8$	0.156 10-7	
60	0.653 10 <sup>8</sup>	0.653 108	0.150.10 <sup>-7</sup>	*
70	0.132·10 <sup>9</sup>	$0.132 \cdot 10^9$	0.745 10-8	Ограничить
75	$0.592 \cdot 10^7$	$0.592 \cdot 10^7$	0.167 10 <sup>-6</sup>	*
108	$0.573 \cdot 10^7$	0.573 10 <sup>7</sup>	0.173.10 <sup>-6</sup>	
39	0.134 108	0.134.108	0.730.10-7	Увеличить
46	0.144 10 <sup>8</sup>	$0.144 \cdot 10^8$	0.684.10 <sup>-7</sup>	Ограничить
50	0,336-10 <sup>6</sup>	0.336 10 <sup>6</sup>	0.188.10 <sup>-5</sup>	Увеличить
73	$0.860 \cdot 10^7$	$0.860 \cdot 10^7$	0.115 10 <sup>-6</sup>	
74	0,332 10 <sup>7</sup>	0.332.107	0.273 10 <sup>-6</sup>	•
25	0,485-10 <sup>8</sup>	0.485 10 <sup>8</sup>	0,203.10-7	Ограничить
43	0,595 10 <sup>7</sup>	0.595 10 <sup>7</sup>	0,163 10 <sup>-6</sup>	Увеличить
54	0,163 10 <sup>9</sup>	0.163 10 <sup>9</sup>	0.612 10 <sup>-8</sup>	*
107	0,319·10 <sup>7</sup>	0,319·10 <sup>7</sup>	0,308 10 <sup>-6</sup>	Ограничить

выявление характерных дренированных зон залежи путем построения карт линий равных взаимодействий между скважинами в целом по залежи по дебитам газа, конденсата и воды;

уточнение линии тектонических нарушений между блоками путем анализа тенденции распределения фильтрационных потоков в общей газогидродинамической картине отбора по залежи в целом;

определение технологических особенностей работы каждой скважины в отдельности с учетом ее взаимодействия с окружающими;

рекомендации по регулированию режимов работы скважин на основе комплекса косвенных методов анализа процессов добычи.

Одним из основных показателей разработки является количественная оценка суммарного отбора газа в отдельности по скважинам и по залежам в целом, что естественным образом связано с коэффициентом текущей газоотдачи. Анализ состояния процесса отбора газа был произведен путем обработки результатов построенных карт изолиний равных отборов газа в целом по VII горизонту месторождения Хара-Зиря-дениз за период 1985—1995 гг. Причем с целью прослеживания динамического изменения характера разработки были использованы данные по отбору газа и построены карты в отдельности за 1980, 1985, 1990 и 1995 г. Такой подход позволяет более точно интерпретировать добывные возможности каждой скважины в отдельности, а также уточнить наличие зон, характеризуемых как слабодренированные, и зон, обладающих определенными потенциальными возможностями.

Как было показано выше, между группами скв. 54, 64, 43, 107, 29, 31, 66, 111, 106 существует связь с высокой степенью корреляции взаимодействия по дебитам газа. Указанное хорошо согласуется с динамикой развития процесса разработки.

Таким образом, рассматриваемая залежь отличается неравномерностью выработки запасов углеводородов, что можно объяснить, по-видимому, особенностями условий залегания газа и неоднородным геологическим строением залежи. Отсюда следует, что при проведении регулировочных работ по скважинам в целом по залежи необходимо учитывать как взаимодействие скважин, так и особенности развития процессов отбора.

Ниже рассмотрен анализ состояния разработки блока 6 горизонта VIII газоконденсатного месторождения Хара-Зиря-дениз.

В основу анализа были заложены данные о работе скважин 525, 560, 693, 704, 552, 573, отражающие изменение среднесуточных за месяц значений дебита газа и воды за 1992–1994 гг.

На основании полученных значений средневзвешенных коэффициентов корреляции по дебитам газа —  $R_r$  и дебитам воды —  $R_B$  были построены соответствующие карты линий равных взаимодействий.

На рис. 7.16 представлена карта линий равных взаимодействий между скважинами по дебитам газа, из которой видно, все скважины, за исключением скв. 573, характеризуются значениями  $R_r < 0.37$ ; это свидетельствует о слабой степени их взаимодействия и о том, что каждая скважина на данном этапе анализа может быть рассмотрена как самостоятельный объект.

Для подтверждения данного вывода были проанализированы динамические изменения показателя  $R_r$  по всем скважинам за последние три года (1992– 1994 гг.) их работы (см. табл. 7.8). Из полученных данных следует, что до 12.1993 г. коэффициент  $R_r$  имел тенденцию к увеличению, что свидетельствовало о включении скважин в общую единую дренажную систему. Начиная с 12.1993 г. на рассматриваемый момент времени  $R_r$  существенно изменился в



Рис. 7.16. Карта изолиний взаимодействия по дебитам газа (месторождение Хара-Зиря-дениз, VIII горизонт)

меньшую сторону, что может быть объяснено интенсивным обводнением залежи, приведшим к локализации работы каждой скважины.

Это хорошо просматривается по изменению коэффициента  $R_{\rm B}$  по дебитам воды. Если на 12.1992 г. коэффициент  $R_{\rm B}$  по рассматриваемым скважинам практически был равен 0, то на 12.1994 г. наблюдается резкое его увеличение до значения в среднем 0,36 (за исключением скв. 560).

Как видно из рис. 7.17, на котором приведена карта линий равных взаимо-



Рис. 7.17. Карта изолиний взаимодействия по дебитам воды

Дата ввода сква- скважины эксплуа тацию	Дата	12.1992		06.1993		12.1993		06.1994		12.1994	
	ввода сква- жины в эксплуа- тацию	R <sub>r</sub>	R <sub>B</sub>	R <sub>r</sub>	R <sub>B</sub>	R <sub>r</sub>	R,	R <sub>r</sub>	R <sub>B</sub>	R <sub>r</sub>	R <sub>B</sub>
525 552 560 573 693 704	06.1975 06.1981 12.1982 03.1986 09.1987 04.1991	0,19 0,31 0,19 0,48 0,36 0,18	0,06 0,00 0,04 0,01 0,00 0,00	0,40 0,36 0,28 0,40 0,39 0,25		0,21 0,64 0,62 0,59 0,53 0,69		0,46 0,08 0,22 0,36 0,34 0,29		0,12 0,34 0,01 0,39 0,16 0,32	0,36 0,46 0,11 0,22 0,44 0,29

#### Таблица 7.8

Динамика изменения коэффициентов корреляции по дебитам газа и воды

### Таблица 7.9

Расчет регулирования отборов добывающих скважин (горизонт VIII)

Номер скважины	Рекоме	Решение по			
	R <sub>r</sub>	R <sub>B</sub>	Э	D	регулирова- нию отборов
525 552 560 573 693 704 Примеч Н – неопределе	У Н У Н Н нание. Э – эви енный случай.	Н Н У Н У Олюционный мет	У У Н У У У Од. У - увеличи	у У О У О У ть отбор, О - о	У Н Н У У Граничить отбор,

действий между скважинами по дебитам воды, язык обводнения проходит по линии скв. 525, 693, 552 и направлен в центральную часть залежи. Для получения окончательного решения по регулированию работы скважин с целью интенсификации добычи газа и уменьшения интенсивности языков обводнения был произведен анализ их работы на основе использования методов эволюционного моделирования и теории катастроф.

Как и в предыдущем случае, здесь анализируются технологические показатели работы скважин за три года их работы (1992–1994 гг.) (табл. 7.8).

Из рассмотрения совокупности диагностирующих критериев в табл. 7.9 показана вероятность решения по применению того или иного вида геологотехнических мероприятий по всем скважинам рассматриваемого участка в целом.

Как явствует из принятого решения (см. рис. 7.9), увеличение отборов по группе скв. 525, 704 и 573 и оставление без изменения режима работы группы скв. 552, 693 и 560, с одной стороны, должно привести к интенсификации добычи газа, с другой — к уменьшению интенсивности языкообразования и выравнивания фронта обводнения.

# УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВЫПАДЕНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА

При пуске скважины и в процессе разработки газоконденсатных месторождений наблюдается изменение термобарических условий в пласте и в призабойной зоне скважин. Это приводит к выпадению, накоплению и частичному выносу конденсата из призабойной зоны и фазовым переходам в стволе скважин, что обусловливает существенное ухудшение технологических показателей по добыче газа и конденсата.

Объективное диагностирование данного явления возможно на основе проведения многочисленных и трудоемких газогидродинамических исследований скважин и пластов, что на практике, особенно в морских условиях, в большинстве случаев осложнено и связано со значительными материальными и временными затратами. В связи с этим ниже рассматривается возможность диагностирования вышеуказанных процессов на основе статистического анализа данных лишь текущей устьевой информации.

Одна из принципиальных возможностей такого подхода основана на прослеживании и анализе динамики разницы давлений в затрубном пространстве и в фонтанных трубах работающей скважины  $\Delta p = p_{3at} - p_6$ .

Очевидно, что в случае наличия достаточного объема конденсата в стволе скважины, последний должен приводить к разобщению указанных пространств и существенной разнице давлений между ними  $\Delta p$ .

Процесс накопления и выноса конденсата носит периодический характер, что, в свою очередь, должно отражаться и на характере колебания производительности скважин.

Для подтверждения изложенного подхода были проанализированы данные эксплуатации скв. 53, 108, 110, 111 морского газоконденсатного месторождения Хара-Зиря-дениз. Рассматривались временные ряды динамики изменения среднесуточных (по месяцам) значений дебитов конденсата  $Q_x$  и значений  $\Delta p$ .

В качестве примеров изменения дебита конденсата в процессе эксплуатации скв. 53 и 108 показаны на рис. 7.18, и, как видно, в обеих скважинах динамики  $\Delta p = \Delta p(t)$  и  $Q_k = Q_k(t)$  имеют колебательный характер. Аналогичный вид имеют динамики этих показателей и в скв. 110 и 111.

#### Таблица 7.10

Коэффициенты корреляции значений добычи конденсата и разности давлений по скважинам месторождения Хара-Зиря-дениз

Год	Скважины						
	53	108	110	111			
1985	0,9		-				
1986	0,88	-	0,97	-			
1987	0,86	0,79	0,92				
1988	0,82	0.84	0,86	—			
1989	0,82	0.91	0,92	0,62			
1990	0,86	0,80	0,79	0,81			
1991	0,91	0.89	0.74	0,91			
1992	0.84	0.97	0.76	0.87			
1993	0,87	0.77	0,95	0,87			
1994	0.82	0.95	0.88	0.73			
1995	0,97	0,97	0,95	0,56			



Рис. 7.18. Изменение дебита конденсата и депресии на пласт по скв. 53 и 108 во времени

Для анализа связи между параметрами  $Q_{k}$  и  $\Delta p$  был использован аппарат ранговой корреляции [67], причем рассматривалась динамика этой связи по годам. Результаты расчета по всем указанным скважинам (табл. 7.10) свидетельствуют о том, что в целом во всех случаях наблюдается устойчивая высокая связь между  $Q_{k}$  и  $\Delta p$ . Некоторым исключением является скв. 111, по которой в начале и в конце периода ее эксплуатации наблюдались относительно низкие значения коэффициента ранговой корреляции.

Вместе с тем была учтена возможность наличия запаздывания связи между рассматриваемыми параметрами, в связи с чем была использована математическая модель взаимно-корреляционной функции  $R_{Q\Delta p}$  [67], позволяющей определить степень коррелируемости двух функций при различных значениях временных сдвигов.


Рис. 7.18. Продолжение

Расчеты показали, что по скв. 108 и 110 максимальные значения взаимнокорреляционной функции (соответственно 0,82 и 0,60) наблюдаются при нулевом временном сдвиге, тогда как в скв. 53 и 111 ее максимальные значения составляют соответственно 0,49 и 0,47 и наблюдаются при временных сдвигах 1 и 6 мес. В качестве примера динамика взаимно-корреляционных функций по скв. 53, 108 и 110 показана на рис. 7.19.

Приведенные результаты свидетельствуют о возможности практического применения рассматриваемой разницы устьевых давлений для диагностирования процессов периодического накопления конденсата.



Рис. 7.19. Измерение взаимно-корреляционной функции R<sub>Qdp</sub> по скв. 53, 108 и 110 во времени

#### РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Одним из наиболее целесообразных с позиции технологических и экономических требований путей регулирования состояния сложных газожидкостных систем в процессах нефтегазодобычи является проведение на них разного рода воздействий. Установлена высокая эффективность процессов барообработки призабойной зоны скважин при эксплуатации месторождений реологически сложных нефтей. Данный подход, заключающийся в динамических воздействиях полем давлений на систему «скважина – пласт», может быть применен для устранений осложнений, вызванных накоплением конденсата. При этом, как показано ранее, эффективность циклических динамических воздействий определяется не в отдельности значениями амплитуды A и частоты создаваемых колебаний  $\omega$ , а зависит от совокупного действия этих параметров, определяемого соотношением

$$\eta = A\omega^2. \tag{7.26}$$

Параметр η характеризует интенсивность силового воздействия при колебаниях. Как установлено, при колебаниях с различными частотами и амплитудами, но при одном и том же ускорении колебаний — п наблюдается одинаковая эффективность динамического воздействия на систему. Значения п, обусловливающие в каждом конкретном случае достижение наибольших значений эффективности, связаны с конкретными характеристиками обрабатываемой системы и должны определяться эмпирическим путем.

На этой основе были проведены мероприятия по выносу накопленного конденсата путем создания многократных импульсов буферного давления, как динамическое воздействие на поток газоконденсатной смеси.

Характеристики обработанных скважин, параметры циклических воздействий и результаты мероприятий приведены в табл. 7.11.

Исходя из цели мероприятий, в качестве критерия эффективности были рассмотрены относительные изменения (в %) дебита газа скважин

$$\overline{Q} = 100 \frac{Q_{\rm II} - Q_{\rm AO}}{Q_{\rm AO}}$$

и разницы между буферным и затрубным давлениями скважин

$$\Delta \overline{p} = 100 \frac{\Delta p_{\Lambda 0} - \Delta p_{\mu}}{\Delta p_{\Lambda 0}},$$

где индексы «до» и «п» означают соответственно до и после воздействия.

Таблица 7.11

Результаты динамических воздействий по скважинам месторождения Хара-Зиря-дениз

Номер	До обработки			ſ	осле обработки Эффективнос			ивность				
сква- жины	Q <sub>1</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>р</i> <sub>6</sub> , МПа	<i>р</i> <sub>зыт</sub> , МПа	∆р, МПа	Q <sub>г</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут	<i>р</i> 6, МПа	<i>р</i> <sub>зит</sub> , МПа	∆ <i>р</i> , МПа	∆ <i>р</i> <sub>л</sub> , МПа	η, МПа∕мм²	Q., %	Δ <b>p</b> , %
111 110 53 108	350 220 170 150	6,5 4,7 3,6 3,3	7,4 5,5 4,0 2,9	0,9 0,8 0,4 0,4	385 258 194 161	6,7 5,0 3,8 3,3	7,4 5,5 4,0 2,9	0,7 0,5 0,2 0,4	1,1 1,5 0,6 0,6	1,1 1,5 0,6 0,6	10 17 14 7	22 37,5 100 0

При проведении мероприятия во всех случаях частота нагружения  $\omega$  и число циклов *n* оставались постоянными:  $\omega = 1$  мин<sup>-1</sup>, n = 5.

Создаваемая амплитуда давлений  $\Delta p_A$  изменялась по скважинам от 0,6 до 15 МПа. Как показывает анализ данных табл. 7.11, в результате проведенных динамических обработок наблюдалось увеличение производительности скважин по дебитам газа от 7 до 17 % при снижении (в трех скважинах из четырех) разницы между буферным и затрубным давлениями.

Это свидетельствует об очищении в той или иной степени ствола скважины от накопившегося конденсата и улучшении условий подъема и притока продукции в скважинах.

# 7.3. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА И КОНДЕНСАТА В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ ПО ДЕБИТУ ГАЗА

Процесс уплотнения сетки газовых и газоконденсатных скважин с целью увеличения конечного коэффициента газоотдачи пласта является одним из актуальных вопросов при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, особенно на поздней стадии разработки. Изучению данной проблемы посвящено множество работ, в большинстве из которых для расчета используются методы газогидродинамики.

При использовании газогидродинамических методов для определения взаимодействия между работающими скважинами необходимо иметь большой объем исходной информации.

Авторами для решения вышеуказанной задачи в качестве основного исходного параметра был выбран дебит газоконденсатных скважин, так как он характеризует параметры разработки и пласта. Изменение любого параметра в пласте или в призабойной зоне скважин приводит к изменению их дебита. В зависимости от коллекторских свойств пласта и процесса перераспределения давления по площади в дренируемом участке существуют зоны, в которых не наблюдается фильтрация газа к забоям скважин. Из этих зон газ не отбирается, их называют застойными. Выявление таких зон в газовых и газоконденсатных месторождениях — один из актуальных вопросов их разработки, решение которого позволяет существенно увеличить коэффициент конечной газоотдачи. Эти зоны можно выявить, только изучая взаимодействие между скважинами, в данном случае — применяя статистический анализ.

В качестве критерия взаимодействия между скважинами выбирается корреляционное отношение (КО). Ниже дана оценка влияния ввода новых скважин на работу окружающих и на этой основе выявлено наличие или отсутствие застойных зон.

С целью применения изложенной методики для определения корреляционного отношения рассмотрена работа группы из четырех скважин (скв. 1-4). Предполагается, что эти скважины разрабатывают один и тот же или несколько одних и тех же горизонтов, а также то, что за рассматриваемый промежуток времени в работе всех скважин существенных изменений не произошло (в частности, не было дострелов, перестрелов и т.д.), рядом с этими скважинами не вводились в эксплуатацию новые и не ликвидировались старые.

Ниже будет показано влияние выполнения или невыполнения этих условий.

Взаимодействие скважин изучается по следующей методике. Сначала дебит скв. 1 принимается за выход, а дебит скв. 2, 3 и 4 — за вход. Далее строятся КО, выявляющие степень влияния совокупности скв. 2, 3 и 4 на скв. 1. После этого дебит скв. 2 принимается за выход и т.д. Расчет повторяется для всех скважин. Возможны следующие варианты результатов расчета:

1) все КО высокие (η > 0,7); это означает, что взаимодействие между скважинами хорошее;

 все КО низкие (η < 0,5); в этом случае взаимодействие между скважинами отсутствует;

3) часть скважин имеет высокие КО, часть — низкие; это означает, что данная группа разбивается на несколько отдельных групп, часть из которых характеризуется высоким уровнем взаимодействия, а часть — низким.

В случае когда предположения выполняются, наличие низких значений КО может получиться вследствие сравнения скважин, эксплуатирующих разные горизонты.

Влияние ввода новых скважин можно также классифицировать по изменению КО.

1. Скважина вовлекла в разработку застойную зону. В этом случае КО изменяется от низких (до ввода) к высоким (после ввода) значениям.

2. Скважина разобщила старые скважины, т.е. значение КО после ее ввода уменьшилось.

3. Скважина не внесла никаких изменений в разработку части пласта; КО не изменилось.

Физически это можно объяснить следующим образом: если ввод новой скважины увеличит КО, то это показывает, что в зоне скважин усилилось течение газа, т.е. новая скважина удачно перераспределила фильтрационные потоки в пласте. Как неудачный можно классифицировать случай 2. Случай 3 нельзя называть неудачным. Если до ввода новой скважины КО были и остались высокими, то это означает, что в районе, окруженном данной группой скважин, имеется нормальное течение газа. Объем газа, находящийся в этой части пласта, можно отобрать имеющимся фондом скважин. Если же низкие значения КО так и остались низкими, то это значит, что новая скважина попала на другой пропласток или эта часть пласта характеризуется сильной неоднородностью.

Для определения взаимосвязи между скважинами по изложенной методике и выявления застойных зон в дренируемых площадях были выбраны газоконденсатные скважины Оренбургского месторождения. Скважины были разделены на участки *I*—*III* (рис. 7.20). Использовались данные замеров дебитов за 1975—1980 гг.

Скважины каждого участка были разбиты на несколько групп. Результаты расчета КО между скважинами приведены в табл. 7.12, на основании данных которой для каждого выделенного участка построены карты взаимодействия между скважинами по годам, а также карты взаимодействия между скважинами разных участков.

На участке І в 1975 г. работали скв. 135, 141, 144, 112, 118, 115. Как пока-



Рис. 7.20. Схема участков расположения скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения

зывают результаты расчета, взаимодействие между ними хорошее, о чем говорят высокие КО. В 1976 г. вступили в эксплуатацию скв. 116, 119, 153, после ввода которых взаимодействие между скважинами, работавшими в 1975 г., ухудшилось (скв. 112, 118), а взаимодействие между вновь введенными скважинами улучшилось.

В 1977 г. на данном участке новые скважины в эксплуатацию не вводились. Улучшилось взаимодействие скв. 112 со скважинами своей группы, а у скв. 118 связь со скважинами своей группы осталась плохой. В 1978 г. на участке *I* введены в эксплуатацию скв. 103, 108, 113, 133, с вводом которых ухудшилась связь у скв. 116, 119, 153 со скважинами своих групп, а у скв. 118 – улучшилась. Взаимосвязь введенных скважинами своих групп, а у скв. 118 – улучшилась. Взаимосвязь введенных скважинами своих групп хорошая. В 1979 г. новые скважины в эксплуатацию не вводились. Ухудшилась связь у скв. 103, 144 со скважинами своих групп. У скв. 116, 119, 153 связь с другими скважинами своих групп осталась по-прежнему плохой. В 1980 г. новые скважины в эксплуатацию также не вводились. У скв. 103, 116, 119, 153 и 144 повысилось взаимодействие со скважинами своих групп. У скв. 133 попрежнему взаимодействие с другими скважинами этой же группы осталось плохим. Ухудшилось взаимодействие скв. 112 со скв. 108, 135, 115.

Номер скважины	1978 г.	1979 г.	1980 r.	Номер скважины	1978 г.	1979 г.	1980 r.
102	0,80	0,72	0,94	113	0,95	0,54	0,67
105	0,96	0,99	0,85	108	0,64	0,99	0,90
109	0,81	0,81	0,94	112	0,96	0,96	0,56

Таблица 7.12

Анализируя данные за 1975—1980 гг., установили, что между скважинами *I* участка существуют застойные зоны.

Скважины ІІ участка разбиты на шесть групп, определены КО каждой скважины в группах безотносительно с другими скважинами этой же группы. В 1976 г. в эксплуатации на этом участке находились скв. 102, 105, 106, 107, 109, 110, 111, 114. Судя по КО, взаимосвязь между этими скважинами была хорошей. В 1977 г. на этом участке новые скважины в эксплуатацию не вводились. Взаимосвязь между скважинами осталась хорошей. В 1978 г. в эксплуатацию введены скв. 190, 189, 185, 183, 182, 184, 187. После ввода этих скважин в эксплуатацию взаимосвязь между скважинами, работавшими в 1976-1977 гг., осталась хорошей. Взаимосвязь скв. 107 с другими скважинами стала плохой. Хорошая связь наблюдалась между скв. 190 и 189, а также между скв. 183, 184, 187. У скв. 182 и 185 - плохая взаимосвязь с остальными скважинами, находящимися в одной группе. В 1979 г. введены в эксплуатацию новые скважины. Осталась хорошая взаимосвязь у скв. 110, 114 со скв. 111, 189, 185. У всех остальных скважин ухудшилось взаимодействие. В 1980 г. новые скважины в эксплуатацию не вводились. Хорошая взаимосвязь осталась у скв. 102, 109, 114, 111, 183, 182 со скв. 107, 189. У скв. 105, 106, 110 со скв. 190, 185, 184, 187 взаимосвязь осталась плохой.

Скважины участка III разбиты на семь групп. В 1976—1977 гг. на участке работали скв. 491, 510, 509, 500, 499, 523, 508, 503, 502, 507. Взаимодействие между скважинами III участка в 1976—1977 гг. было плохим. У всех скважин было низкое КО.

В 1978 г. наблюдалось хорошее взаимодействие между скв. 500, 499, 509, 510, 511, 513, 505, 507, 516, 517, 524, 525. Между остальными скважинами взаимосвязь осталась плохой. В 1979 г. новые скважины в эксплуатацию не вводились. Хорошая взаимосвязь наблюдалась у скв. 500 и 502, у скв. 510, 511, 526 со скв. 505, 507, 516, 517, 524. У остальных скважин наблюдалось плохое взаимодействие. В 1980 г. новые скважины в эксплуатацию не вводились. Плохая взаимосвязь наблюдалась между скв. 502, 509, 511, 525, т.е. в 1978–1980 гг. на участке *III* между скважинами имелась застойная зона.

Взаимодействие между скважинами участков *I* и *II* изучено при помощи скв. 102, 105, 109, 113, 108, 112. В 1978 г. взаимосвязь между указанными скважинами по пограничным зонам хорошая (скв. 102, 109, 119, 180, 112). В 1979 г. в пограничной зоне хорошее взаимодействие наблюдалось у скв. 108, 112, 105, 109. Ухудшилось взаимодействие между скв. 102, 113, 133. В 1980 г. в пограничной зоне взаимодействие между скважинами хорошее. У скв. 133 ухудшилась взаимосвязь с другими скважинами. В этой зоне между скв. 108, 112, 115, 141, 135 выделилась одна застойная зона, другая наблюдалась между скв. 105, 109, 114, 111 и 107.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений возникает необходимость уточнения структуры взаимодействия между скважинами. От правильного решения вопросов, связанных с взаимодействием скважин, в значительной мере зависит решение следующих вопросов рациональной разработки месторождений: создание наиболее выгодной сетки размещения скважин, установление оптимального режима эксплуатации скважин, регулирование продвижения контура краевых вод, определение положения остаточных «целиков» газа, размещение нагнетательных скважин, наблюдение за эффектом интерференции первых скважин, пробуренных на новый газоносный пласт.

Для решения указанной задачи применяется метод, обладающий определенными преимуществами по сравнению с методом группового учета аргументов (МГУА), основанный на идее эвристической самоорганизации математической модели. В качестве входных и выходных переменных использовались месячные дебиты газа скв. 4, 44, 47, 76, 96 месторождения Газли (горизонт IX).

В результате обработки промысловых данных за три года эксплуатации месторождения были получены модели следующих видов (1 – скв. 4, 2 – скв. 44, 3 – скв. 47, 4 – скв. 76, 5 – скв. 96):

$$Q_{1} = Q_{1} (Q_{2}, Q_{3}, Q_{4}, Q_{5}); \quad Q_{1} = 86, 4 \cdot 10^{2} \frac{Q_{2}^{0.5} Q_{5}^{0.25}}{Q_{4}^{0.75}};$$
$$Q_{2} = Q_{2} (Q_{1}, Q_{3}, Q_{4}, Q_{5});$$

$$Q_{2} = 21, 4 \cdot 10^{2} \frac{Q_{3}^{0.5}}{Q_{4}^{0.25}} - 12 \frac{Q_{5}^{0.25} Q_{3}^{0.5}}{Q_{4}^{0.25}} - 1, 5 Q_{1}^{0.25} Q_{3}^{0.5} - \frac{10^{6}}{Q_{5}^{0.25} Q_{1}^{0.25} Q_{3}^{0.25}};$$

 $Q_3 = Q_3 \left( Q_1, Q_2, Q_4, Q_5 \right); \quad Q_3 = 0,24 \cdot 10^{-2} Q_2^{0,75} Q_4^{0,5} Q_5^{0,25} + 0,35 \cdot 10^{-3} Q_2^{0,75} Q_1^{0,25};$ 

$$Q_{4} = Q_{4} \left( Q_{1}, Q_{2}, Q_{3}, Q_{5} \right); \quad Q_{4} = 113 \frac{Q_{5}^{0.5} Q_{3}^{0.5}}{Q_{1}^{0.25} Q_{2}^{0.25}} + 15, 2 \frac{Q_{3}^{0.25} Q_{5}^{0.5}}{Q_{1}^{0.25}};$$
$$Q_{5} = Q_{5} \left( Q_{1}, Q_{2}, Q_{3}, Q_{4} \right);$$

$$Q_5 = 1,4Q_1^{0,25}Q_4^{0,75} + 2,6Q_1^{0,25}Q_3^{0,25}Q_2^{0,25} + \frac{282,6 \cdot 10^7}{Q_4^{0,5}Q_3^{0,25}Q_2^{0,25}} - \frac{7,8 \cdot 10^7}{Q_3^{0,5}}.$$

Для каждого уравнения средняя погрешность составляет соответственно 10,6; 5,2; 4,8; 4,4; 5,7 %.

Коэффициент корреляции К многомерных зависимостей, полученные с помощью МГУА, для пяти моделей таковы:

для скв. 4 –  $Q_4 = Q_4 (Q_{44}, Q_{47}, Q_{76}, Q_{96}); K = 0,61;$ для скв. 44 –  $Q_{44} = Q_{44} (Q_4, Q_{47}, Q_{76}, Q_{96}); K = 0,78;$ для скв. 47 –  $Q_{47} = Q_{47} (Q_4, Q_{44}, Q_{76}, Q_{96}); K = 0,9;$ для скв. 76 –  $Q_{76} = Q_{76} (Q_4, Q_{44}, Q_{47}, Q_{96}); K = 0,89;$ для скв. 96 –  $Q_{96} = Q_{96} (Q_4, Q_{44}, Q_{47}, Q_{76}); K = 0,83.$ 

Полученные результаты показывают, что корреляционная зависимость между дебитами скв. 4 и остальных скважин ниже, чем у других. Кроме того, модель, описывающая дебиты скв. 4 в функции дебитов остальных, имеет погрешность в 2 раза большую, чем у других моделей. Это, по-видимому, объясняется наличием области, обладающей начальным градиентом давления, или другими факторами, характеризующими окрестности скв. 4.

Известно, что система скважин подвержена внешним воздействиям -- возмущениям дебитов. Время прохождения возмущения между скважинами характеризует свойства пластов между ними.

В силу нелинейности зависимости между дебитами скважин для оценки времени запаздывания, обусловленного, например, начальным градиентом дав-

ления пласта месторождения Газли, была применена математическая модель нелинейных взаимокорреляционных функций, позволяющая, в отличие от дисперсных функций, оценить не только величину корреляционной связи, но и время.

Оценочные расчеты показали, что между дебитами скважин имеет место время «запаздывания»; так, дебит скв. 4 «запаздывает» по сравнению с дебитом скв. 96 на 5 мес, взаимокорреляционная функция R при этом запаздывании составляет –0,65, а без запаздывания R = 0,25. Дебит скв. 4 «запаздывает» по сравнению с дебитом скв. 44 на 6 мес R = -0,63 и R = 0,36 соответственно. Дебит скв. 4 «запаздывает» по сравнению с дебитом скв. 47 на 6 мес R = -0,61 и R = 0,09 соответственно. Дебит скв. 4 «опережает» дебит скв. 76 на 2 мес R == -0,53 и R = -0,36 соответственно. Для выяснения влияния времени разработки на взаимодействие скважин весь имеющийся период разработки был разбит на три интервала: I интервал – 1974 г., II – 1975 г. и III – 1976 г. В границах указанных интервалов по описанному методу МГУА получены модели дебитов скв. 44 и 47.

**Скв. 44:** t<sub>1</sub> = 1974 г.

$$Q_{44} = 1.8 \cdot 10^{-2} Q_4^{0.5} / Q_{96}^{0.25}; K = 0.80;$$

2. *t*<sub>2</sub> = 1975 г.

$$Q_{44} = 1,5 \cdot 10^2 Q_{96}^{0,5} - 0,76 \cdot 10^2 Q_{96}^{0,25} Q_4^{0,25}; K = 0,63;$$

3. *t*<sub>3</sub> = 1976 г.

$$Q_{44} = 6, 3 Q_{96} / Q_{76}^{0,25} + 1, 7 Q_{96}^{0,25} Q_{76}^{0,25} Q_{4}^{0,25}; K = 0,89;$$

Скв. 47: 1. t<sub>1</sub> = 1974 г.

$$Q_{47} = 9, 2 \cdot 10^{-6} Q_{44}^{0,25} Q_{76}^{0,25} Q_{4}^{0,5}; K = 0,82;$$

	$K_1 = 0.82$	}	$K_2 = 0.81$				
Q47	Q <sub>47</sub>	Погрешность, %	Q <sub>47</sub>	Q47	Погрешности %		
9818 10802 10236 8402 8760 9084 11005 10680 9794 10500 11470 10137	9322 10370 10236 8759 9091 10248 10566 9529 9958 10508 9446 10035	$\begin{array}{c} 5.0\\ 3.9\\ 0.0\\ 4.2\\ 3.7\\ 86.2\\ 3.9\\ 10.7\\ 1.6\\ 0.07\\ 17.6\\ 1.0\\ \delta_{cp} = 11.4 \end{array}$	8249 7905 8572 9162 8850 8402 9083 8660 8711 8880 9148 9064	8423 8942 7932 8644 9049 8924 8817 8820 8523 9087 8716 9159	$\begin{array}{c} 2,1\\ 13,1\\ 7,4\\ 5,6\\ 2,2\\ 6,2\\ 2,9\\ 1,8\\ 32,1\\ 2,3\\ 4,7\\ 1,0\\ \delta_{cp} = 4,2 \end{array}$		

Таблица 7.13

2. *t*<sub>2</sub> = 1975 г.

$$Q_{47} = 10, 4 \cdot 10^2 Q_{96}^{0.25} Q_4^{0.5} / Q_{44}^{0.26} Q_{76}^{0.25}; K = 0.81;$$

3. *t*<sub>3</sub> = 1976 г.

$$Q_{47} = 48,5 \cdot 10^{-8} Q_{44}^{0.25} Q_{96}^{0.25} Q_{76}^{0.75}; K = 0.83.$$

Результаты расчетов и погрешности для скв. 47 приводятся в табл. 7.13. Из анализов результатов видно, что для этой скважины коэффициенты множественной корреляции в различные моменты разработки имеют разные значения, т.е. произошло изменение степени связи скв. 47 с остальными. Указанный факт можно объяснить тем, что за рассмотренный период разработки скв. 44 попала в зону газоводяного контакта, и неравномерность фронта вод привела к изменению газодинамической связи рассматриваемой скважины с соседними.

Проведенные исследования показали, что по небольшому массиву промысловой информации можно выявлять наличие газогидродинамической связи между скважинами, а также время запаздывания взаимодействия между этими скважинами.

#### ВЛИЯНИЕ УПЛОТНЕНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН НА ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ

Корреляционное отношение как статистический критерий взаимодействия скважин наряду со многими достоинствами имеет один существенный недостаток. Диагностирование застойных зон с его помощью представляет собой довольно сложную и в некоторых случаях эвристическую процедуру, требующую большого объема исходной информации.

КО должно применяться только в комплексе с геолого-геофизическим анализом выделяемых «предположительно застойных» зон. Однако на практике иногда приходится проводить исследования при малом объеме исходной информации, что делает затруднительным использование КО.

В настоящем разделе рассмотрена методика определения влияния уплотнения сетки скважин на добычу газа при малом объеме исходной информации. Традиционные методы в этом случае дают искаженные, часто неверные результаты.

Рассмотрим теоретические основы нахождения статистической зависимости между переменными, представленными выборками малого объема. Предположим, что имеются две переменные – x и y и эти переменные представлены в категоризированном виде, т.е. наблюдения по ним представлены в виде частот наблюдений, попавших в некоторые категории или классы.

Преимущество такого подхода заключается в том, что он позволяет проводить обработку параметров, которые невозможно представить численно. Такие параметры называются качественными. К ним относятся, например, влияние уплотнения, эффективность геолого-технических мероприятий и многие другие. Ограниченность информации в данном случае заключается в следующем: 1) переменные характеризуются не количественно, а только категоризацией или классами; 2) не имеется никакой информации о виде распределения; 3) рассматриваются непараметрические задачи и др.

Таблица 7.14

x	<b>y</b> 1	<b>y</b> 2		y <sub>c</sub>	$\Sigma_i$
$\begin{array}{c} x_1 \\ x_2 \end{array}$	$n_{11} \\ n_{21}$	$n_{12} \\ n_{22}$		$rac{n_{1c}}{n_{2c}}$	$n_1$ $n_2$
$x_r$ $\Sigma_j$	$n_{r1}$ $m_1$	$n_{r2}$ $m_2$	· · · · · · · · · ·	$n_{rc}$ $m_c$	 n, n

Предположим, что рассматриваемые переменные классифицированы на две или более категорий. Запишем таблицу r × c в следующем виде (табл. 7.14). Коэффициент связи в этом случае будет выражаться формулой

-2 ( 2 )

$$\kappa^{2} = \sum_{ij} \frac{D_{ij}^{2}}{n_{i}n_{j}/n} = \left\{ \sum_{ij} \frac{n_{ij}^{2}}{n_{i}n_{j}} - 1 \right\}.$$
 (7.27)

Если выполняется гипотеза о независимости, то величина коэффициента связи асимптотически имеет  $x^2$ -распределение с числом степеней свободы (r-1)(c-1) и независимость оценивается соответственно по сравнению коэффициента связи с критическими значениями  $x_{\alpha}^2$ . Сама величина  $x^2$  не очень подходит в качестве меры связи, так как верхняя граница  $x^2$  стремится к бесконечности при возрастании *n*. Введем коэффициент сопряженности Пирсона:

$$P = \left(\frac{x^2}{n + x^2}\right)^{1/2}.$$
 (7.28)

Известно, что  $0 \le P \le 1$ , но не имеет одно и то же значение для всех случаев верхнего предела. Это означает, что даже при полной связи P зависит от числа строк и столбцов в табл. 7.14. Поэтому вводится еще один коэффициент связи:

$$T = \left(\frac{x^2}{n[(r-1)(c-1)]^{1/2}}\right)^{1/2}.$$
 (7.29)

Модификацией критерия Т является критерий С:

$$C = \left(\frac{\varkappa^2}{n_{\min}(r-1)(c-1)}\right)^{1/2}.$$
 (7.30)

Для квадратной таблицы C = T, в остальных случаях C > T.

Исходя из приведенной методики, было оценено влияние уплотнения сетки скважин Оренбургского месторождения на добычу газа. Как уже было отмечено в предыдущем разделе, основное уплотнение было проведено в 1978 г. Исходные данные, в частности дебиты газа по всем трем участкам, были разбиты на отдельные классы и сведены в таблицу сопряженности. В качестве переменной у был взят дебит газа, в качестве x — уплотнение сетки. Причем у разбивался на много классов, а x — на  $n_1$  до уплотнения и после уплотнения. Было рассмотрено несколько вариантов по x. 1. Периоды до и после уплотнения составили 3 мес. Дебит газа был разбит на шесть групп, исходные данные приведены ниже.

<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	0,5-1	1-1,5	1,5-2	2-2,5	2,5-3	3-3,5
х до уплотнения	1	3	5	8	2	1
х после уплотнения	3	3	8	27	5	0

В результате расчета были получены следующие значения критериев связи:  $x^2 = 4,79$ ; P = 0,260; C = 0,130 и T = 0,27. Табличное значение  $x^2$  с пятью степенями свободы и уровнем значимости  $\alpha = 0,05$  будет  $x_{0,05;5}^2 = 11,07$ ; так как  $x^2 < x_{0,05;5}^2$ , то переменные x и y признаются независимыми. Это подтверждается также низкими значениями коэффициентов P, C и T.

2. Исследовалось влияние уплотнения за периоды по 6 мес до и после уплотнения.

Исходные данные приведены ниже.

<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<1	1-2	2-3	3-4	4-5	>5
х до уплотнения	0	2	4	5	7	3
х после уплотнения	2	2	2	9	26	5

В результате расчета были получены следующие значения коэффициентов связи:  $\varkappa^2 < \varkappa^2_{0,05;5}$ , переменные *x* и *y* признаются независимыми. Значения *P*, *C* и *T* также низкие.

3. Рассматривались периоды по 9 мес до и после уплотнения. Исходные данные приведены ниже.

<i>y</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<3	3-3,5	3,5-4	4-4,5	4,5-5
<i>x</i> до уплотнения	2	1	0	2	2
<i>x</i> после уплотнения	3	2	1	8	5
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	5-5,5	5,5-6	6-6,5	6,5-7	>7
<i>х</i> до уплотнения	1	4	3	3	3
<i>х</i> после уплотнения	2	2	2	3	4

В результате расчета были получены следующие значения коэффициентов:  $\kappa^2 = 5,72; P = 0,31; C = 0,19; T = 0,33; \kappa^2_{0,05;9} = 16,92.$  Так как  $\kappa^2 < \kappa^2_{0,05;9}$ , то переменные x и y признаются независимыми.

4. Исследовались периоды по 1 году до и после уплотнения. Исходные данные приведены ниже.

<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	>11
х до уплотнения	3	4	4	5	2	2	1
х после уплотнения	8	4	8	8	4	11	2

В результате расчета были получены следующие значения коэффициентов:  $\kappa^2 = 3,23; P = 0,22; C=0,14; T = 0,22; \kappa^2_{0,05;6} = 14,07.$  Так как  $\kappa^2 < \kappa^2_{0,05;6}$ , то признаки *x* и *y* признаются независимыми.

Итак, для рассматриваемых скважин в целом по всем трем участкам ввод новых скважин не повлиял на дебит группы в целом.

Рассмотрим влияние уплотнения на дебит газа отдельных скважин. Исследовался период 12 мес до уплотнения и 12 мес после него.

Участок І. Исходные данные по скв. 112, 115, 118, 119, 135, 141, 144 приведены ниже.

Скв. 112			
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,85	0,85-0,9	>0,9
х до уплотнения	2	10	0
х после уплотнения	7	6	5

- ...

Скв. 115 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,7 2 10	0,7-0,75 5 1	>0,75 5 1	
Скв. 118 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,17 8 4	0,17-0,19 0 2	>0,19 4 6	
Скв. 119 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,75 5 9	0,75-0,8 3 1	>0,8 4 2	
Скв. 135 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,5 6 1	0,55-0,6 2 4	0,6-0,65 2 5	>0,65 2 1
Скв. 141 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,5 7 4	0,5-0,6 3 3	>0,6 2 5	
Скв. 144 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,5 5 5	0,5-0,6 3 1	>0,6 4 6	

Результаты расчета сведены в табл. 7.15, из которой видно, что ввод новых скважин повлиял на дебит газовых скв. 115 и 118. Для них выполняется усло-

вие  $\varkappa^2 < \varkappa^2_{0.05}$ , значения *P*, *C* и *T* достаточно высоки.

**Участок II.** Исходные данные по скв. 102, 105, 106, 107, 109, 110, 114 приведены ниже.

Скв. 102 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,9 1 6	0,9-0,95 5 3	>0,95 6 2	
Скв. 105 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,76 2 2	0,76-0,81 4 4	0,81-0,85 2 1	>0,85 4 4
Скв. 106 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,75 8 12	>0,75 4 0		
Скв. 107 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,7 2 7	>0,7 10 5		
Скв. 109 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,94 4 9	>0,94 8 3		
Скв. 110 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,77 2 3	0,77-0,85 8 5	>0,85 2 4	
Скв. 114 у, тыс. м <sup>3</sup> х до уплотнения х после уплотнения	<0,7 3 3	0,7-0,75 4 5	>0,75 5 4	

Таблица 7.15

Номер скважи- ны	ײ	Р	С	Т	Число степе- ней свободы	* <sup>2</sup> 0,05
141 144 135 115 119 118 112	2,10 1,40 6,57 10,67 2,81 3,73 17,78	0,28 0,23 0,46 0,55 0,32 0,37 0,65	0,25 0,20 0,40 0,56 0,29 0,33 0,72	0,3 0,24 0,52 0,67 0,34 0,39 0,86	2 2 3 2 2 2 2 2	5,99 5,99 7,81 5,99 5,99 5,99 5,99 5,99

Таблица 7.16

Номер сква- жины	ײ	Р	С	Т	Число степе- ней свободы	ж <sup>2</sup> 0,05
105	0,29	0,11	0,08	0,11	3	7,81
102	7	0,47	0,45	0,54	2	5,99
109	4,20	0,38	0,42	0,42	1	3,84
110	1,56	0,25	0,21	0,25	2	5,99
114	0,22	0,10	0,08	0,10	2	5,99
106	4,44	0,39	0,43	0,43	1	3,84

Результаты расчета сведены в табл. 7.16. Как следует из этой таблицы, для большинства скважин выполняется условие  $\varkappa^2 > \varkappa^2_{0.05}$  (скв. 102, 103, 106), что говорит о влиянии уплотнения на дебит газа в этих скважинах, однако значения Р, С и Т не очень высоки.

Участок III. Исходные данные по скв. 499, 500, 502, 503, 508, 509, 523 приведены ниже.

Скв. 499		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,75	>0,75
х до уплотнения	9	3
х после уплотнения	2	10
Скв. 500		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,75	>0,75
х до уплотнения	1	11
х после уплотнения	11	1
Скв. 502		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,6	>0,6
х до уплотнения	7	5
х после уплотнения	3	9
Скв. 503		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,35	>0,35
х до уплотнения	10	2
х после уплотнения	4	8
Скв. 508		
<i>у</i> . тыс. м <sup>3</sup>	<0.6	>0.6
х до уплотнения	10	2
х после уплотнения	4	8
Скв. 509		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,7	>0,7
х до уплотнения	11	1
х после уплотнения	5	7
Скв. 523		
<i>у</i> , тыс. м <sup>3</sup>	<0,7	>0,7
х до уплотнения	11	1
х после уплотнения	1	11

Таблица 7.17

Номер скважины	× <sup>2</sup>	Р	С	Т	Номер сква- жины	ײ	Р	С	Т
509 500 499 508	6,75 16,67 8,22 6,17	0,47 0,64 0,50 0,45	0,53 0,83 0,58 0,51	0,53 0,83 0,53 0,51	503 502 523	6,17 2,74 16,67	0,45 0,32 0,64	0,51 0,34 0,83	0,51 0,34 0,83
При	мечание	е. Число	степеней	свободы	$-1, \times^2_{0,05} = 3.8$	4.			!

Результаты расчета сведены в табл. 7.17; для всех скважин, кроме скв. 502, выполняется условие  $x^2 > x_{0.05}^2$ . Однако наиболее высокий уровень ввода наблюдается только у двух скважин - скв. 500 и 523.

Из приведенного анализа следует, что хотя для большинства скважин характерно влияние уплотнения сетки на изменение их дебита, однако уровень этой связи невысокий, и в целом по всем трем участкам отмечается отсутствие связи между уплотнением и изменением дебита газа.

Такой вывод хорошо согласуется с результатами, приведенными в предыдушем разделе. Из анализа КО следует, что в целом по большинству скважин уплотнение приводит к незначительному изменению дебита. Совпадение данного результата с КО наблюдается для скв.: 118, 115 (участок І), 102, 109 (участок II) и 509, 500, 523, 503 (участок III).

Было рассмотрено влияние уплотнения сетки скважины на добычу газа в случае, когда имелся небольшой исходный массив данных. Применение корреляционного отношения относится к более высокому уровню исследования, однако, как уже отмечалось, оно позволяет проводить лишь ретроспективный анализ, кроме того, дает только общую картину взаимодействия.

Лишен этих недостатков, как представляется, частотный, спектральный анализ временных рядов дебитов скважин. Теоретические предпосылки спектрального анализа заключаются в следующем. Пусть задан временной ряд наблюдений какой-либо переменной Ј. Это могут быть месячные дебиты газа, конденсата и др. Известно, что любую функцию, удовлетворяющую условиям Дирихле, можно разложить в ряд Фурье.

$$J = \sum_{j=1}^{N} a_j \sin jx + \frac{1}{2} b_j + \sum_{j=1}^{N} a_j \cos jx.$$
(7.31)

Формула (7.31) — дискретный ряд Фурье. Здесь *a<sub>i</sub>* и *b<sub>i</sub>* — коэффициенты синусо- и косинусоидальных компонентов ряда

$$a_{j} = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} J(t) \sin jx \, dt; \quad b_{j} = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} J(t) \cos jx \, dt.$$
(7.32)

Чаще всего пользуются другим видом формулы Фурье:

$$J_{t} = A_{0} + \sum_{j=1}^{N} A_{j} \cos(\cos t + \omega_{j}), \qquad (7.33)$$

где

$$A_j=\sqrt{a^2+b_j^2}; \quad \omega_j=2\pi f_j;$$

A<sub>j</sub> – амплитуда *j*-й компоненты; ω<sub>j</sub> – угловая частота с амплитудой A<sub>j</sub>. Коэффициенты A<sub>j</sub> обладают тем свойством, что сумма их квадратов равна выборочной дисперсии исходного ряда, т.е. каждая А, представляет собой вклад *j*-й частотной составляющей в общую дисперсию процесса. Однако формулы (7.31) и (7.33) имеют несколько существенных недостатков.

1. Отдельные вклады рассчитываются только на отдельных дискретных частотах, т.е. мы не знаем, какой вклад имеет частотная составляющая с частотой  $\omega_1 < \omega < \omega_i t$ .

2. Частоты гармонических компонент в основном не кратны одной основной частоте, как предполагается в формулах (7.31) и (7.33).

Указанные недостатки устраняются применением спектральных функций [97]:

$$G_{y}(\omega)_{K} = \sum_{i=1}^{N-1} x_{i} \exp\left[-\frac{2\pi_{i}K}{N}\right].$$
 (7.34)

Формула (7.34) позволяет выделять основные частотные полосы, которым соответствуют пики на графике  $G_y(\omega) - \omega$ . Выделение основных частотных полос – ценное практическое приложение формулы (7.34). Количество основных пиков позволяет судить о процессах, происходящих в исследуемых объектах. Не менее важны с практической точки зрения совместные спектральные характеристики.

Взаимоспектральная функция выражается в виде

$$G_{xy}(\omega)_{K} = \sum_{i=1}^{N-1} \left[ x_{i} + j y_{i} \right] \exp\left[ -\frac{2\pi_{i}K}{N} \right].$$
(7.35)

Здесь G<sub>лу</sub> — частотный аналог взаимокорреляционной функции. С помощью формул (7.34) и (7.35) рассчитываются функция когерентности

$$0 \le \gamma_{xy}^{2}(\omega) = \frac{G_{xy}^{2}(\omega)}{G_{x}(\omega)G_{y}(\omega)} \le 1;$$
(7.36)

амплитудно-частотная характеристика

$$H(\omega) = G_{y}(\omega)/G_{y}(\omega); \qquad (7.37)$$

фазовая характеристика

$$\theta(\omega) = \operatorname{arctg}\left[\frac{R_i(G_{xy})}{R_e(G_{xy})}\right].$$
(7.38)

С помощью формулы (7.36) можно рассчитать, как связаны между собой два временных ряда на частоте  $\omega$ , а формула (7.38) дает запаздывание между сигналом и реакцией на частоте.

В переводе на единицы времени формула (7.38) примет вид:

$$\tau = \theta(\omega)/2\pi f. \tag{7.39}$$

С помощью рассмотренной методики был проведен анализ влияния уплотнения сетки скважин на их взаимодействие. В качестве критерия взаимодействия в настоящем исследовании была выбрана функция когерентности. С 1975 г. работали скв. 112, 135, 141, 144, 118, 115. Для этих скважин строили спектральные плотности дебитов газа, искали запаздывания и функции когерентности. Рассматривали два периода: до уплотнения (1975–1977 гг.) и после уплотнения

Таблица 7.18

№ п/п	Скв. 113-116		Скв. 119-115		Скв. 119–153		Скв. 11	6-119	Скв. 11	6-153	Скв. 115-153	
	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$								
1 2 3 4 5	1,0 0,2 1,9 1,5 0,2	0,83 0,74 0,60 0,61 0,21	5,3 2,6 0,1 0,3 1,1	0,69 0,30 0,55 0,99 0,72	5,5 0,3 1,8 0,3 0,9	0,70 0,04 0,38 0,30 0,03	0,9 3,2 1,8 1,3 0,1	0,89 0,78 0,75 0,98 0,78	0,4 3,3 2,0 1,5 1,0	0,65 0,53 0,87 0,52 0,38	6,9 1,0 0,3 1 1	0,98 0,71 0,98 0,98 0,52

Продолжение табл. 7.18

№ п/п	Скв. 112-108		Скв. 112-103		Скв. 112-133		Скв. 10	)8-103	Скв. 10	8-133	Скв. 103-133	
	τ	$\gamma^2$	τ	γ²	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$
1 2 3 4 5	1,9 0,5 0,6 0,5 0,3	0,72 0,44 0,57 0,88 0,76	5,0 0,7 1,9 0,5 1,3	0,93 0,26 0,76 0,56 0,51	0,3 2 0,5 0,2 1,0	0,753 0,70 0,552 0,712 0,44	0,1 0,6 0,6 0,5 0,3	0,582 0,542 0,985 0,940 0,92	5,0 2,9 0,5 1,6 1,3	0,984 0,478 0,85 0,648 0,54	5,0 3,1 0,5 1,6 1,0	0,68 0,313 0,56 0,63 0,65

Продолжение табл. 7.18

№ п/п	Скв. 112-113		Скв. 112-116		Скв. 113-116		Скв. 1	13-115	Скв. 108-113	
J 1 1/ 11	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$	τ	$\gamma^2$
1 2 3 4 5	0,2 0,6 1,6 1,5 1,0	0,274 0,38 0,98 0,98 0,93	0,3 3,3 0,3 1,4 1,0	0,63 0,56 0,28 0,64 0,46	2,3 0,4 2,1 3,6 0,5	0,54 0,98 0,98 0,98 0,98 0,98	7,7 1,1 5,9 0,1 0,98	0,870 0,51 0,98 0,30 0,4	9,49 1,54 2,9 1,2 0,1	0,88 0,98 0,98 0,99 0,99 0,98

(1978—1980 гг.). В табл. 7.18 представлены результаты расчета запаздываний т и функций когерентности у<sup>2</sup> по скважинам I участка.

I. До уплотнения значения  $\gamma^2$  для скв. 112 со скв. 135, 141 и 144 имели высокую погрешность по всем частотным полосам, причем со скв. 141 и 144 – максимум на низких частотах, а со скв. 135 – на высокой частоте. Уровень запаздывания для пары скв. 112–135 относительно невысок, а для пар скв. 112–141 и 112–144 высокому значению  $\gamma^2$  соответствует относительно высокое значение  $\tau$ .

Относительно высокий уровень связи характерен для пар скв. 118-115 на высоких частотах, а для пар скв. 144-115, 141-144 и 144-118 – на низких частотах.

Характерно, что те пары, у которых уровень связи высокий по низким частотам, имеют большие времена запаздывания, а для пары скв. 118 и 115 уровень запаздывания значительно ниже.

Все остальные пары имеют относительно низкие значения функции когерентности, что свидетельствует об отсутствии взаимодействия между ними.

II. После уплотнения в 1978 г. в эксплуатацию были введены скв. 133, 103, 108, 113 и др. Результаты расчета для этого периода приведены в табл. 7.19, из которой видно, что уплотнение привело к существенному увеличению уровня взаимодействия скважин старого фонда. Только две пары: скв. 112–118 и скв. 141–115 – характеризуются его низким уровнем. Существенно повысился уровень связи для скважин, у которых он был высок и до уплотнения.

Судя по схеме взаимодействия скважин после уплотнения (рис. 7.21), зоны I и II участка I слились в одну большую зону 1, в которую входят все «старые» скважины. Кроме того, образована новая группа 2 взаимодействующих скважин – скв. 115, 119, 153. Поэтому с точки зрения поиска застойных зон

Γ														
	2,094 2,792 3,491	0,698 1,396		2,792 3,491	1,396	0,658		-	6		3,491	2,094 2,792	0,698 1,396	
	010	4,7 2,6		0,4 ,3	2,6	<u>4</u> ,7		T	Скв. 13		0,2	0,1 56	3,2 3,2	
	0,98 0,96	0,76 0,94		0,75 0,28	0,98	0,36		$\gamma^2$	\$5-118		0,94	0.98	0,98	
	0,0,0	2,5 ,5 ,5		1,8 1	0,9	0,5		1	Скв. 13		1,1	1,9	 3,2	
	0,98 0,44	0,96 0,35		0,75 0,19	0,38	0,76		$\gamma^2$	5-115		0,9	0,0	0,7	
	0.2	5,7 3		1,6 1,1	0,5	6		г	Скв. 1		õ	చా చెం 	<del>-</del>	
	0,26 0,54	0,92 0,27		0,88 0,22	0,68	0,86		$\gamma^2$	41-144	I	0,98	0,53	0,71 0,98	
	0,4 0,4	3,1 2,6	Посл	 1,3	0,7	4,7	До	-	Скв.	Іродол	0,9	-1. 	0,2 1	Посл
	0.97	0,62 0,96	іе уплотн	0,88 0,59	0,52	0,62	уплотнен	$\gamma^2$	41-118	жение	0,98	0,62 0.98	0,42 0,98	іе уплотн
	0,22	0,7 2,6	ения	0,6 0,3	0,1 0,1	0,3	ния	Ţ	Скв. 1	табл. 7.	0,61	0,41 0,49	0,51 0,55	ения
	0,29 0,36	0,87 0,62		0,87 0,39	0,61	0,84		$\gamma^2$	41-115	19	0,1	0,7	4,7 3,3	
	0,6 0,3	0,0 ,53		1,6 1,1	υ. υ.υ.	4,8		ī	Скв. 1		0,9	0.9	0,9	
	0,96 0,98	0,46 0,95		0,98 0,18	0,95	0,95		γ <sup>2</sup>	44-118		7			
	0,3 1.1	1,2 2,8		0,1	3,1 1,9	4,8		1	Скв.		1,2	0,4	2,8	
	0,56 0,98	0,89 0,98		0,98 0,21	0,52	0,98		γ <sup>2</sup>	144 - 115		0,43	0,97	0,97 0,84	
	0,4 1,2	0,1		0,1 1	0,2	0,8		-	Скв.		0,2	1,8 1.7	4,7 2,9	
	0,58 0,96	0,65 0,98		0,98 0,87	0,3/	0,76		γ <sup>2</sup>	118-115		0,49	0,98 0.73	0,97 0,74	

							_							
3,491	2,792	2,094	1,396	0,698		3,491	2,792	2,094	1,396	0,658		1	8	
0,2	0,5	1,6	3,2	4,8		1	0,55	0,62	5,76	0,23		Ţ	Скв. 1	
0,94	0,97	0,98	0,96	0,98		0,901	0,667	0,914	0,833	0,627		$\gamma^2$	12-135	
1,1	1,3	1,9	3,2	0,3		1,3	0,55	0,25	2,7	5,2		7	Скв. 1	
0,98	0,98	0,53	86'0	0,71		0,57	0,554	0,754	0,766	0,914		γ <sup>2</sup>	12-141	
0,98	0,98	0,53	86'0	0,71		0,4	1,3	1,6	2,9	4,9		т	Скв. 1:	
0,9	1,5	1,8	-	0,2	Пос	0,71	0,98	0,813	0,43	0,98	До	$\gamma^2$	12-144	T
86'0	0,98	0,62	0,98	0,42	ле уплотне	0,04	0,5	0,6	2,5	0,5	уплотнен	T	Скв. 1	аблица 7
0,61	0,49	0,41	0,55	0,51	ния	0,39	0,88	0,5	0,77	0,8	КИ	$\gamma^2$	12-118	.19
0,1	1,4	0,7	3,3 3	4,7		1	0,5	0,6	2,4	4,8		T	Скв. 11	
0,97	0,95	0,96	0,98	0,95		0,96	0,63	0,31	0,85	0,79		$\gamma^2$	12-115	
1,2	0,4	1,7	2,8	4,7		1,1	2,7	1,8	ω ω	3,2		7	Скв. 13	
0,43	0,76	0,97	0,84	0,97		0,92	0,77	0,51	0,35	0,63		γ <sup>2</sup>	35-141	
0,2	1,7	1,8	2,9	4,7		0,9	0,38	0,1	ی 3,1	6,6		1	Скв. 13	
0,49	0,73	0,98	0,74	0,97		0,6	0,38	0,47	86'0	0,39		⊀.	35-144	

**9**9

Рис. 7.21. Схема области взаимодействия скважин Оренбургского месторождения после уплотнения

> а  $\gamma_x^2$ 1,00

0,75

0,50

0,25

б τ 5

4

3

2

1

0



можно выделить следующие предполагаемые зоны бурения новых скважин. Ими будут зоны, ограниченные: 1) скв. 116, 115 и 119; 2) скв. 153, 115 и 118; 3) выше скв. 135, 112 и 113. Графики функций когерентности и запаздываний приведены на рис. 7.22.

Сравнительный анализ результатов спектрального анализа и КО показывает, что в целом выводы совпадают. Как было описано ранее и в данном разделе, на участке І Оренбургского месторождения выявлена одна наиболее вероятная

119

153

застойная зона. Она располагается в районе скв. 103, 135, 133, 108 и 112. КО между дебитами этих скважин, так же как и общий уровень функций когерентности, — низкий, а уровень запаздывания выше, чем для остальных зон. На наличие застойной зоны между этими скважинами указывает также высокое значение функции когерентности на низкочастотной полосе.

### ВЛИЯНИЯ ВВОДА НОВЫХ СКВАЖИН НА ДОБЫЧУ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНЫЙ И ВОСТОЧНЫЙ ШАТЛЫК

Одним из наиболее эффективных методов достижения проектных показателей разработки газовых месторождений, а также интенсификации добычи газа и повышения конечной газоотдачи является бурение новых добывающих скважин. В то же время на практике для проведения данного мероприятия необходимо решение таких задач, как выбор оптимального числа бурящихся скважин, размещение их на залежи и др. С этой целью проводятся различные промысловые и геолого-физические исследования с целью получения необходимого объема исходной информации, требуемой при применении методов подземной газогидродинамики. Поэтому несомненно важно создание методов, которые на основе получаемого по скважинам ограниченного объема информации позволяют составить наиболее полное представление о месторождении в целом и дать прогноз относительно происходящих в нем процессов при осуществлении различных систем разработки.

При анализе влияния ввода скважин на добычу газа в качестве исходной информации используется суммарная добыча газа по залежи в целом. Кратко остановимся на основных положениях применяемого подхода. Процессы, описываемые кривыми, подобными кривым суммарной добычи газа, представляют собой процессы роста и в общем случае имеют иерархический характер. Поэтому целесообразно описывать эти процессы не одной моделью, а несколькими. Точки, в которых происходит смена вида модели, соответствуют переходам системы из одного состояния в другое. В частности, в процессе разработки газовых месторождений изменения могут происходить или при значительном увеличении фонда добывающих скважин, или в начале процесса поддержания пластового давления и т.д.

Расчет проводится следующим образом. Вначале условно выделяются моменты перехода системы из одного состояния в другое. Далее для каждого выбранного участка с помощью дискриминантного анализа определяется наилучшая модель, описывающая процесс на участке. При этом следует учесть, что в результате проведения дискриминантного анализа может получиться не одна, а несколько моделей с погрешностями аппроксимации, лежащими в пределах погрешности замера (в нашем случае погрешности колебались от 1 до 6 %). Поэтому для окончательного выбора модели на следующем этапе проводится сравнительный анализ кривых месячных отборов и значений производных по моделям, выбранным на предыдущем этапе. Лучшей считается модель, дающая наименьшую погрешность по производным. Так, в предлагаемых расчетах погрешность выбранной модели по производным составляла 3–7 % против 13– 20 % по остальным моделям.

В качестве базовых моделей для дискриминантного анализа выбраны следующие уравнения:

$$y = a + b e^{-\alpha t}; \tag{7.40}$$

$$y = 1/(a + be^{-\alpha t}); \qquad (7.41)$$

$$y = ea + be^{-\alpha t}; \tag{7.42}$$

$$y = a + bt + ct^2;$$
 (7.43)

$$y = a + bt; \tag{7.44}$$

$$y = at/(b+ct); \tag{7.45}$$

$$y = a + b \ln t. \tag{7.46}$$

Согласно приведенной схеме были обработаны кривые суммарной добычи газа по месторождениям Западный и Восточный Шатлык за период с января 1976 г. до января 1983 г.

На кривой суммарной добычи газа по месторождению Западный Шатлык можно выделить четыре участка (рис. 7.23). Данные об этих участках, а также вид математической модели, описывающей каждый участок, приведены в табл. 7.20. Как видно из этой таблицы, в первых двух периодах кривая суммарной добычи газа подчиняется экспоненциальному закону, причем, так как показатель степени больше нуля, модель не имеет асимптоты. В третьем периоде модель описывается параболой, а в четвертом — логистической кривой.

Рассмотрим более детально полученные результаты. Известно, что одним из основных мероприятий, направленных на интенсификацию добычи газа на месторождениях Западный и Восточный Шатлык, является ввод в эксплуатацию новых скважин. Поэтому в дальнейшем используется величина, характеризующая темп ввода скважин (число введенных скважин за некоторый промежуток времени).

Не менее важной характеристикой процесса разработки является темп роста добычи газа. В данной работе эта величина оценивается как производная функции, описывающей кривую суммарной добычи газа на выделенных участках.

В первом периоде происходило интенсивное разбуривание залежи (за 8 мес введено 13 скважин). Темп роста добычи газа также увеличивался от начала к концу первого периода с 686 до 1462 млн. м<sup>3</sup>/мес. Соответственно этому кривая, как уже говорилось, описывается экспоненциальной моделью с положительным показателем степени.

Во второй период темп ввода скважин несколько снизился (за 12 мес введено 11 скважин). Уменьшился также темп роста добычи газа – с 1462 млн. м<sup>3</sup>/мес в конце первого периода до 1269 млн. м<sup>3</sup>/мес в начале второго. Во втором периоде кривая суммарной добычи газа также описывается экспоненциальной моделью с положительным показателем степени.

Участок кривой	Период	Вид модели	Рост добычи, млн. м <sup>3</sup>	Темп ввода сква- жин, скв/мес
I	01.1976-08.1976	$-5140 + 5705e^{0.11t}$	686-1462	1,6
П	08.1976~08.1977	$-3011 + 27985e^{0.04t}$	1269-1972	1,3
III	08.1977~05.1981	$-7366 + 1598t + 3t^2$	1725-2000	0,7
IV	05.1981-12.1982	$10^{6}/(3 + 31e^{0.025t})$	1831-2054	0,5

Таблица 7.20



Третий период характеризуется еще большим снижением темпа ввода скважин (за 45 мес введено 29 скважин). При этом темп добычи газа также понижается – с 1972 до 1725 млн. м<sup>3</sup>/мес. Изменился и вид модели, кривая суммарной добычи теперь описывается параболой второй степени.

В четвертом периоде темп ввода скважин достиг наименьшего значения (за 20 мес введено 10 скважин). Снизился также и темп роста добычи газа – с 2000 млн. м<sup>3</sup>/мес в конце третьего периода до 1831 млн. м<sup>3</sup>/мес в начале четвертого.

В последнем периоде суммарная добыча газа описывается логистической кривой. Данная модель имеет асимптоту и при  $t \to \infty \Sigma Q \to 333 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ .

Аналогичные результаты были получены и для месторождения Восточный Шатлык (табл. 7.21). Для кривой суммарной добычи газа по этому месторождению с помощью вышеприведенной схемы также выделено четыре характерных участка (рис. 7.24).

В первом периоде (01.1976-12.1976 гг.) кривая описывается параболой. В этом периоде темп ввода скважин наибольший – 0,3 скв/мес, а темп роста добычи газа постоянный и равен 1760·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/мес.

Таблица 7.21

Участок кри- вой	Период	Вид модели	Изменение добычи, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> /мес	Темп ввода сква- жин, скв/мес
I	01.1976-12.1976	$\begin{array}{r} 1734 + 1760t - 0.03t^3 \\ 2056 + 1406t - 6t^2 \\ 17317 + 782t \\ -66 + 1564t - 6t^2 \end{array}$	1760-1760	0,3
II	12.1976-04.1979		1262-926	-0,03
III	04.1979-12.1982		926-782	0
IV	12.1981-12.1982		1124-1051	-0,17

Во втором периоде (12.1976–04.1979 гг.) на месторождении Восточный Шатлык наблюдается уменьшение фонда добывающих скважин на 2 единицы, темп снижения составил 0,03 скв/мес. В табл. 7.22 эта величина приведена со знаком минус. Отмеченное нашло свое отражение и в уменьшении темпа роста добычи газа с  $1760 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ /мес в первом периоде до  $1262 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ /мес в начале второго. В то же время вид кривой отался таким же, как и в первом периоде. Следует отметить, что уменьшение фонда скважин привело к тому, что темп роста добычи газа снижается в течение всего второго периода и в конце составил 926  $\cdot 10^6 \text{ м}^3$ /мес.

В третьем периоде (04.1979–12.1982 гг.) отмечается стабилизация фонда скважин, поэтому модель, аппроксимирующая кривую добычи газа в этом периоде, есть прямая.

В это время стабилизация фонда скважин привела к некоторому росту темпа добычи газа, поэтому, несмотря на то, что в четвертом периоде (12.1981– 12.1982 гг.) произошло снижение фонда скважин (темп снижения равен 0,17 скв/мес), темп роста добычи газа в начале периода повысился по сравнению с третьим периодом до 1124·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/мес. Однако к концу четвертого периода он опять снизился – до 1051·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/мес.

Анализ приведенных выше результатов позволил определить, что изменение фонда скважин приводит к изменению вида моделей или значений их параметров, описывающих кривую суммарной добычи газа. Увеличение количества скважин вызывает рост темпа добычи газа. Так, по месторождению Западный Шатлык, несмотря на снижение темпа ввода скважин, темп роста добычи постоянно повышается. В то же время уменьшение количества вводимых скважин вызывает также и уменьшение темпа роста добычи газа.

Для подтверждения полученных результатов была проведена серия математических экспериментов, суть которых заключалась в следующем.

Для гипотетической залежи задавался вид изменения отбора газа во времени Q (t). Далее по уравнениям материального баланса для периода нарастающей добычи газа в условиях газового режима без учета реальных свойств газа определялся закон изменения средневзвешенного по объему давления в залежи  $p_{\rm cp}$ . Зная депрессию  $\Delta p$ , определялись значения забойного давления  $p_3$  и по известным коэффициентам фильтрационных сопротивлений A и B находились дебиты средних скважин. После этого оценивалось необходимое число скважин. Для гипотетической залежи принимались следующие параметры:  $p_{\rm H} = 30$  МПа,  $\Delta p = 2$  МПа,  $\alpha \lambda = 1.10^9$  м<sup>3</sup>, A = 0.25 МПа<sup>2</sup>-сут/тыс. м<sup>3</sup>, B = 0.0000044 (МПа-сут/тыс. м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

В качестве базовых моделей были использованы зависимости (7.40-7.44). Результаты расчетов показывают следующее:

при постоянстве фонда скважин изменение отбора газа во времени описывается линейной моделью;

при резком уменьшении числа добывающих скважин изменение отбора газа описывается гиперболической моделью;

Таблица 7.22

Вариант рас- чета	1	2	3	4	5	6	7
Вид модели (номер фор- мулы)	(7.41)	(7.44)	(7.41)- (7.44)	(7.45)	(7.42)	(7.44), (7.45)	(7.45), (7.46), (7.42)

равномерный ввод новых скважин соответствует параболической модели изменения отбора газа;

неравномерное увеличение или уменьшение фонда скважин соответствует экспоненциальным моделям изменения отбора газа с положительным или отрицательным показателем степени соответственно.

Результаты, полученные для модельных расчетов, полностью соответствуют результатам, полученным для месторождения Западный Шатлык.

Следует отметить, что знание моделей, описывающих кривую суммарной добычи газа, позволяет осуществлять прогноз. Так, кривая суммарной добычи газа по месторождению Западный Шатлык на последнем участке описывается уравнением

$$Q_{\rm r}(t) = 10^6 / (3 + 31e^{-0.025t}),$$
 (7.47)

позволяющим осуществлять прогноз добычи газа.

Для проверки точности модели было проведено сравнение расчетных и фактических значений Q<sub>r</sub> по первым шести месяцам 1983 г. Погрешность прогноза не превышала при этом 1,5 %. В табл. 7.22 приведены виды исходных кривой и их сочетаний, а на рис. 7.25 – кривые изменения числа скважин в соответствии с вариантами расчета, указанными в табл. 7.22. Как видно из рис. 7.23–7.25, при параболическом росте суммарной добычи газа во времени отмечается снижение числа скважин или незначительный рост, при экспоненциальном росте добычи газа наблюдается резкий рост числа вводимых скважин, а стабильность фонда добывающих скважин соответствует прямой зависимости роста добычи газа от времени.

Данные выводы находятся в полном соответствии с полученными выше результатами.



Рис. 7.25. Кривые, полученные по уравнению материального баланса: 1, 2 и 4 – номера вариантов из табл. 7.22

Следует отметить, что знание моделей, описывающих кривую суммарной добычи газа, позволяет производить прогноз. Так, для месторождения Восточный Шатлык ошибка прогноза на первые 6 мес 1983 г. не превышала 0,6 %, а для месторождения Западный Шатлык, как уже отмечалось, она составляла за тот же период не более 1,5 %.

# 7.4. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШИМ ФОНДОМ СКВАЖИН

Эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений с большим фондом скважин во многом определяется имеющимся информационным массивом промысловых данных, таких как дебиты скважин, пластовые, забойные, устьевые давления и т.д. Систематическое обследование фонда скважин, проведение необходимых замеров требуют как наличия достаточно большого набора измерительных приборов и значительного числа рабочих бригад, так и крупных материальных затрат. Естественно, что на крупных месторождениях с большим фондом добывающих скважин возникают трудности с замером показателей работы индивидуальных скважин. Так, добыча газа на Оренбургском месторождении осуществляется 650 скважинами. Число их на некоторых сборных пунктах (УКПГ) достигает 80-90. Каждый УКПГ оборудован одним контрольным сепаратором, при помощи которого замеряется дебит газа, конденсата и отбираются пробы продукции по каждой скважине. Исследования показывают, что для проведения комплекса замеров на одной скважине необходима ее эксплуатация через контрольный сепаратор в течение 5-7 сут. Таким образом, детальные исследования скважин и оперативный контроль, например, за дебитом газа индивидуальных скважин несовместимы. Поэтому необходимо применять методы, позволяющие по ограниченному количеству замеров восстанавливать информационный массив в необходимом объеме по всему фонду скважин. Использование аппарата порядковых статистик позволяет значительно сократить объем замеров показателей работы скважин. Расчеты проведены на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения для замеров дебитов газа.

Рассмотрены две задачи: 1) определение дебитов скважин, подключенных к одному УКПГ; 2) определение дебитов по УКПГ в целом.

Определение дебитов индивидуальных скважин рассмотрено на примере УКПГ-2 (по второму эксплуатационному объекту). Предположим, что на некоторую дату известны дебиты всех скважин, подключенных к данному УКПГ. Требуется на следующую дату (например, через месяц) определить дебиты всех скважин, проводя замеры дебитов лишь в нескольких из них. Задача решается следующим образом. По известным дебитам скважин определяется закон распределения случайной величины — дебита скважины. Предполагается, что в будущем вид закона распределения не изменяется, могут измениться лишь параметры этого закона. Такое предположение, несмотря на кажущуюся справедливость при неизменных условиях эксплуатации, требует периодической проверки.

	15	17 - 29 + 7	2 -10	- <sup>+</sup> 26 +8	+ + 13 + 15 14	9097 + + -	- + -	+2
расчет	14	247 283 283	354 354 426	462 498 534	570 606 676 676	714 749 785	857 857 893	- 137 - 929 11211
замер	13	38673 38673 38673	247 247 396 475	474 396 495	594 673 594	732 692 742	851 950	11004
	12	<del>-</del> + 19 33	9 4 4 4 4 7 7 4 9 4 9 4 9 4 9 4 9 4 9 4	+12 -5 0	67 <b>- 4</b> 67	+ + + 0	- + - 1-	<b>*</b> +
расчет	11	- 357 387	447 478 508	288 268 268 268 268 268 268 268 268 268	629 659 719 719	750 810 810	840 871 901	- 200 - 931 12568
замер	10	103 389 389 389 389 389 389 389 389 389 38	449 479	<b>4</b> 79 599 599	648 712 718 731	738 748 781	858 958 858	Umax 0 12048
	6	2006 2010 803 803 803	118 152 104	148 101 2011	2007 112 139 124	2012 103	101 108 108	
	8	1 1 <b>7 3</b>	-4 <sup>+</sup> 21 -8 +1 -8 +1 -7 +1 -8 +1 -7	+8 +31 +12	7 + 1 + 1 7 + 1 + 1	64 <u>4</u> 7	81+ 0	9+
расчет	2	 242 281	400 439 439 439	479 518 558	598 637 677 716	795 835 835	8/4 914 953	- 123 - 993 - 11715
замер	9	99 396 396 396	297 297 475	445 396 495	594 673 732	692 594 841	851 950	
	5	1 1 <del>1</del> 1 -	ç <u>7</u> 79	+ 13 + 14 + 1	ဂိုလ်လွှင်	+ 1 - 1 °	0470	£+
расчет	4	352 383 383	413 444 505	535 566 596	626 657 687 718	748 779 804	840 870 901	= 201 = 931 12516
замер	£	118 296 395	395 395 444 475	474 592 592	641 691 710 730	740 829 839	839 849 947	Umin Omax 12109
đ	2	2006 2008 803 803 803	2010 152 104	148 101-Д 2011	2007 112 139	2012 124 101	108 108 108	ный де- УКПГ
	1		0.000	691	2647 2	916	512	Суммар бит по
	aamep pacyer aamep pacyer aamep pacyer aamep pacyer aamep pacyer	1         2         3         4         5         6         7         8         9         10         11         12         13         14         15	Image         Base         pacuer         pacuer<	Image         Bawep         pacver         Ba         Ba	Image         Jamep         pacuer         Jamep         Jamep	In         BANEP         PACYET         BANEP         PACYE	Image         Jakep         pacter         Jakep         Jakep <t< td=""><td>m         Jakep         pacter         Jakep         J</td></t<>	m         Jakep         pacter         Jakep         J

Таблица 7.23

Для определения дебитов скважин в следующие периоды времени необходимо уметь проводить ранжирование дебитов, т.е. расположение их в порядке возрастания или убывания, не зная их истинной величины. Процедуру ранжирования можно провести любым возможным способом, например, по устьевым давлениям, перепадам давлений, мнению работников промысла и т.п. Может быть использовано и предположение о неизменности рангов — дебиты скважин со временем изменяются, но их соотношение остается постоянным. В любом случае операция ранжирования может быть проведена с некоторой ошибкой, однако, как показывает анализ промысловых данных, получаемые результаты имеют приемлемую для практических целей точность. Далее по некоторым скважинам замеряли дебиты, и с учетом их рангов определяли неизвестные параметры распределения. После этого восстанавливаются значения дебитов всех скважин.

Дебиты скважин УКПГ-2 за март 1983 г. ранжировали по абсолютной величине (табл. 7.23). Для последующих интервалов времени дебиты скважин ранжировали по порядку для предшествующего значения времени. Для сравнения в графе 4 табл. 7.23 приведены расчетные значения дебитов в предположении, что известны ранги дебитов и значения дебитов скважин, имеющие ранги 5 и 15 ( $Q_5 = 395$  тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{15} = 730$  тыс. м<sup>3</sup>/сут). Функция распределения имеет в данном случае вид

$$\Phi(Q) = \begin{cases}
0, & Q_{\min} > Q; \\
\frac{Q - Q_{\min}}{Q_{\max} - Q_{\min}}, & Q_{\min} < Q < Q_{\max}; \\
1 & Q > Q_{\max}.
\end{cases}$$
(7.48)

Значения  $Q_{\min}$  и  $Q_{\max}$  приведены в табл. 7.23. Замеры дебитов скважин за апрель, ранжированные по предыдущим (мартовским) замерам, приведены в графе 6, а результаты расчетов и погрешности — в графах 7 и 8.

Как видно, даже при ошибке в ранжировании точность восстановления дебита в большинстве случаев удовлетворительна. При этом во всех случаях точность определения суммарного дебита по УКПГ достаточно высока, хотя добыча газа в апреле снижена по отношению к предыдущим месяцам на 9 – 12 %.

В графах 9—15 в табл. 7.23 приведены результаты аналогичных расчетов, когда за основу определения вида распределения и ранжирования дебитов взяты дебиты скважин за январь — март. Как видно, точность восстановления дебитов воздосла.

Из результатов проверки гипотезы о равномерном распределении дебитов газа скважин по десяти УКПГ (табл. 7.24) следует, что только для скважин УКПГ-2 и УКПГ-7 распределение дебитов газа носит неравномерный характер. В этом случае для нахождения дебитов можно использовать определенную последовательность действий.

Ранжируют каким-либо образом дебиты газа скважин. Проводят замеры дебита, например, каждой пятой скважины. На рис. 7.26 такие скважины обозначены звездочками. По ним строят зависимость дебита от ранга. Дебиты остальных скважин экстраполируют по полученной зависимости.

На рис. 7.26 показана зависимость дебита газа от ранга для скважин УКПГ-2. Видно, что она хорошо описывается двумя прямыми, т.е. распределение дебитов для скважин УКПГ-2 включает два равномерных закона распределения, так как в случае равномерного закона зависимость дебит — ранг пред-

Таблица 7.24

укпг	Число скважин	Распределение выборки	укпг	Число скважин	Распределение выборки
1 2 2 3 6 7	23 51 21 33 27 38	Равномерное Неравномерное Равномерное * * Неравномерное	8 9 12 14 15	18 38 23 27 22	Равномерное « « «



	Номер УКПГ	Дебит газа (ян- варь – март), млн. м <sup>3</sup>	Дебит газа (ап	Погрешность	
Ранг К	(номер объекта)		замер	расчет	%
1	10(2)	3,673	2,967		
2	9(1)	7,283	5,067	4,3	-15
3	15(3)	9,665	10,923	8,7	-20
4	1(1)	13,765	12,126	13,3	10
5	8(3)	14,707	10,663	18,1	70
6	7(1)	16,133	13,440	23,1	77
7	9(3)	27,024	23,212	28,4	22
8	3(1)	30,077	28,528	33,8	18
9	14(1)	30,903	27,903	39,6	44
10	14(3)	39,518	50,906	45,6	-10
11	15(1)	50,230	46,325	52,0	13
12	2(1)	72,076	59,655	58,7	-2
13	7(2)	85,732	68,398	65,8	-3
14	10(1)	113,089	80,533	73,4	-1
15	6(3)	115,362	101,382	81,5	-20
16	8(2)	138,642	101,161	90,3	-11
17	1(3)	148,600	123,359	99,7	-19
18	15(2)	153,232	147,152	110,0	25
19	6(2)	154,625	130,478	121,0	-7
20	3(3)	155,484	135,618	133,5	-1
21	12(2)	171,951	149,312	147,4	-1
22	1(2)	244,198	147,815	163,0	10
23	12(3)	296,721	228,088	181,2	-21
24	9(2)	327,919	260,72	202,7	-22
25	14(2)	333,027	303,487	229,0	-24
26	2(2)	430,852	296,772	262,8	-11
27	7(3)	437,283	325,462	310,5	-5
28	3(2)	458,283	429,954	392,0	-9
29	2(3)	458,74	402,773		1
Суммарный дебит по всем УКПГ		4160	3724	3396	-9

Таблица 7.25

ставляется одной прямой. Дебиты по промежуточным рангам, обозначенные на рис. 7.26 точками, достаточно хорошо описываются полученной зависимостью.

При решении задачи об определении дебитов УКПГ учитывалось, что к УКПГ подключены скважины, эксплуатирующие разные объекты. В табл. 7.25 приведены проранжированные данные о дебитах УКПГ по разным объектам за январь — март 1983 г. Гистограмма распределения дебитов, приведенная на рис. 7.27, соответствует экспоненциальному закону распределения  $\Phi(Q) = 1 - e^{-\lambda Q}$ . В целях повышения надежности результатов величина Q определялась по замерам дебитов за апрель, соответствующих рангам R 4, 8, 20 и 27. В итоге получено  $\lambda = 0,0898$  (среднее значение). С целью оценки устойчивости  $\lambda$  также определялось для дебитов, соответствующих рангам R 5, 13, 19 и 26. В этом случае  $\lambda = 0,0950$ , т.е. значение  $\lambda$  устойчиво для данной выборки дебитов. В табл. 7.25 приведены расчетные дебиты объектов и их погрешности. Расчетный суммарный дебит отличается от фактического на 9 %.

## 7.5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Современный этап разработки газовых и газоконденсатных месторождений требует совершенствования методов оценки конечной газо- и конденсатоотдачи. Особую актуальность эти проблемы приобретают при долгосрочном планировании добычи газа и конденсата, находящейся в определенной зависимости от разведанных запасов. А точный прогноз извлекаемых запасов обеспечит эффективность разработки газоконденсатных месторождений.

Прогноз можно использовать как на этапе проектирования схемы разработки новых объектов (выбор рациональной схемы разработки), так и на этапе эксплуатации. В частности, в начальный период падающей добычи можно прогнозировать конечный коэффициент газоконденсатоотдачи. Решение данной задачи рассмотрим на примере месторождения Южный Мубарек для горизонтов XII и XIII, которые находятся на поздней стадии разработки, и, следовательно, когда имеется достаточное количество информации для прогнозирования конечных газо- и конденсатоотдачи. Здесь приводится несколько методов прогнозирования, поскольку они дают различные результаты в зависимости от количества и характера исходной информации.

Наиболее распространенный и простой путь выявления тенденции развития — сглаживание (выравнивание) динамического ряда. Данный метод основан на применении взвешенных скользящих средних. При этом каждому уровню в пределах интервала сглаживания приписывается вес, зависящий от расстояния, измеряемого от данного уровня до середины интервала сглаживания. Пусть для *m* последовательных уровней ряда со сдвигом во времени на один шаг подбирают полиномы вида:

$$y_i = a_i + b_i i + c_i i^2 + \dots$$
 (7.49)

Остановимся для примера на параболе

$$y_i = a_i + b_i \, i + c_i \, i. \tag{7.50}$$

Тогда средневзвешенные скользящие будут определяться по формуле

$$y_i = 0,1(2y_{i+2} + y_{i+1} - y_{i-1} - 2y_{i-2}), \qquad (7.51)$$

т.е. веса симметричны относительно центрального уровня.

Расчет по этой формуле приводит к тому, что сглаженная кривая в значительной мере сохраняет различные изгибы кривой тренда.

Иногда при анализе динамики возникает необходимость определения не самого тренда, а средней скорости изменения среднего прироста. Такая задача возникает при выборе функции для аналитического выравнивания динамического ряда.

 $\Phi$ ормула для вычисления среднего прироста при m = 5 такова:

$$\overline{U}(t) = (-2y_{i-2} - y_{i-1} + y_{i+1} + 2y_{i+2})/10.$$
(7.52)

Остановимся теперь на вопросе выравнивания динамических рядов с оценкой кривой роста. Для выравнивания наиболее часто применяются многочлены, экспоненты и другие кривые. Многочлены имеют следующий вид:

I степени 
$$y_t = a_0 + a_1 t;$$
  
II степени  $y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2;$  (7.53)  
III степени  $y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3,$   
*п*-й степени  $y_t = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + a_3 t^3 + ... + a_n t^n,$ 

где  $a_i$  (i = 1, 2, ...) — параметры многочленов; t — независимая переменная (время).

Многочлен I степени характеризуется постоянством прироста ординат и поэтому применяется для описания равномерно развивающихся во времени процессов.

Многочлен II степени (парабола II степени) описывает движение с равномерным изменением приростов, причем приросты больше нуля для одной ветки и меньше нуля для другой. Легко показать, что приросты можно охарактеризовать уравнением прямой.

$$U_{t}^{(1)} = y_{t} - y_{t-1} = a_{1} + 2a_{2}t - a_{3} = (a_{1} - a_{3}) + 2a_{2}t.$$
(7.54)

Приросты II порядка - постоянные числа:

$$U_t^{(2)} = U_t - U_{t-1} = 2a_2. (7.55)$$

Для параболы III степени знак прироста может изменяться 1 или 2 раза:

$$U_{t}^{(1)} = y_{t} - y_{t-1} = 3a_{3}t^{2} + (2a_{2} - 3a_{3})t - (a_{1} + a_{2} + a_{3}); \qquad (7.56)$$

$$U_t^{(2)} = U_t - U_{t-1} = 2a_3 + 6a_3t.$$
(7.57)

Из всех экспонент самый простой вид имеет кривая  $y = ab^t$ , характеризующаяся постоянным темпом прироста.

Логарифмируя последнее выражение, получаем

$$\lg y_t = \lg a + t \lg b,$$

далее

$$\alpha = \lg a + \beta = \lg b \tag{7.58}$$

И

 $\lg y_t = \alpha + \beta t.$ 

Расчет по этой формуле приводит к тому, что сглаженная кривая в значительной мере сохраняет различные изгибы кривой тренда.

При выравнивании динамических рядов широко применяются законы роста функции. Для этого наиболее часто используются многочлены, различного рода экспоненты и логистические кривые.

Многочлены имеют вид формул (7.53).

Наиболее усложненный вариант экспоненциальной кривой — логарифмическая парабола

$$y_{t} = ab^{t}c^{t^{2}}.$$
 (7.59)

Проведя несложные преобразования, получим

$$\lg y_t = \lg a + t \, \lg b + t^2 \lg c. \tag{7.60}$$

Далее, если найти темп прироста в виде отношения производной  $y_t$  к ординате, то производная равна

$$y'_{t} = ab'c'^{2} \ln b + 2ab'c'^{2} \ln c.$$
 (7.61)

Тогда темп прироста будет

$$\tau_0 = \lg b + 2t \lg c. \tag{7.62}$$

Отсюда видно, что темп прироста линейно зависит от времени.

Для процессов, характеризующихся насыщением, вид кривой — модифицированная экспонента

$$y_t = K + ab^t, \tag{7.63}$$

имеющая горизонтальную асимптоту y = K при  $t \to \infty$ .

Особенность модифицированной экспоненты — постоянство отношений приростов:

$$U_{t_2}/U_{t_1} = U_{t_3}/U_{t_2} = U_t/U_{t-1} = \dots = b = \text{const.}$$

Кроме того, логарифмы приростов линейно зависят от времени:

$$U_{t} = y_{t} - y_{t-1} = K + ab^{t} - K - ab^{t-1} = ab^{t-1}(b-1),$$
(7.64)

откуда

$$\lg U_t = \lg a + t \lg(b - 1) + (t - 1) \lg b.$$
(7.65)

Очень большое распространение на практике получили S-образные кривые, одним из видов которых является кривая, описываемая зависимостью  $y_t = Ka^{bt}$ , имеющая характерную особенность — отношение последовательных приростов ординат в логарифмах постоянно:

$$\frac{\lg y_{t+1} - \lg y_t}{\lg y_t - \lg y_{t-1}} = \frac{\lg a(b^{t+1} - b^t)}{\lg a(b^t - b^{t-1})} = b = \text{const.}$$
(7.66)

Прологарифмировав  $y_t = Ka^{bt}$ , получим

$$\lg y_t = \lg K + b^t \lg a, \tag{7.67}$$

т.е. lg y<sub>t</sub> представляет собой модифицированную экспоненту, а логарифм прироста есть линейная функция от времени.

Второй тип S-образной кривой — логистическая кривая

$$\frac{1}{y_t} = K + ab^t, \tag{7.68}$$

которую иногда называют кривой Перла - Рида. Часто ее записывают в виде

$$y_t = \frac{K}{1 + bef(t)},\tag{7.69}$$

где f(t) — некоторая функция от t, f(t) = -at. Тогда

680

$$y_t = \frac{K}{1 + be^{-at}},$$
 (7.70)

Для описания исследуемого тренда форма кривой выбирается методом характеристик прироста, включающим предварительную статистическую обработку ряда и сам выбор формы кривой. Предварительная обработка состоит из трех этапов: сглаживания ряда по взвешенной скользящей средней; определения средних приростов; определения ряда производных характеристик прироста.

В качестве характеристик прироста приняты следующие:

$$\overline{U}_t; \ \overline{U}_t^2; \ \overline{\underline{U}}_t; \ \lg \overline{U}_t; \ \lg \overline{\underline{U}}_t; \ \lg \frac{\overline{U}_t}{\overline{y}_t}; \ \lg \frac{\overline{U}_t}{\overline{y}_t}; \ \lg \frac{\overline{U}_t}{\overline{y}_t^2};$$

Иногда последние четыре характеристики нельзя получить, поскольку  $\overline{U}_t$  может быть меньше нуля в случае, когда отдельные наблюдения «выпадают» из общего хода развития. Для уменьшения эффекта «выпадания» увеличивают интервал усреднения или заменяют «аномальные» данные расчетными.

Перейдем теперь к методам оценивания параметров в уравнениях кривых. В случае оценивания параметров многочленов применяется метод наименьших квадратов. Пусть необходимо аппроксимировать действительное развитие полиноминального тренда:

$$y = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_n t^n, \qquad (7.71)$$

где  $a_i$  – коэффициенты полинома; n – степень полинома; t – время.

Метод наименьших квадратов заключается в минимизации квадрата погрешности, полученной при оценивании параметров:

$$\varepsilon^{2} = \min\left[\Sigma(\hat{y}_{t} - y_{t})^{2}\right], \qquad (7.72)$$

где є — погрешность, полученная при оценивании параметров;  $\hat{y}_{t}$ ,  $y_{t}$  — расчетные и практические значения функции соответственно.

В случае когда выравнивание ряда проводится по экспоненте, обычный метод наименьших квадратов не применяется. Однако можно привести сначала к линейному виду  $y_t^* = \alpha + \beta t$ , где  $y_t^* = \log \hat{y}_t$ ;  $\alpha = \log a$  и  $\beta = \log b$ , а затем применить метод наименьших квадратов.

Параметры логарифмической параболы также можно оценить с помощью метода наименьших квадратов, предварительно приведя ее к линейному виду.

Но не все экспоненты приводятся к линейному виду, в частности кривая Гомперса и логистическая кривая. В этих случаях прибегают к грубым и упрощенным методам.

Рассмотрим метод трех сумм применительно к модифицированной экспоненте.

$$\hat{\boldsymbol{y}}_t = \boldsymbol{K} + \boldsymbol{a}\boldsymbol{b}^t. \tag{7.73}$$

В соответствии с этим методом весь ряд разбивается на три равных отрезка или подпериода. Обозначим сумму уровней для каждого подпериода как  $\Sigma_1 y_t$ ,  $\Sigma_2 y_t$ ,  $\Sigma_3 y_t$ . Если бы уровни ряда точно следовали модифицированной экспоненте, т.е.  $y_1 = K + ab^0$ ;  $y_1 = K + ab^1$ ;  $y_1 = K + ab^2$  и т.д., то их суммы составили бы для первого подпериода

$$\Sigma_{1}y_{t} = \sum_{t=0}^{m-1} (K + ab^{t}) = mK + a(b^{0} + b^{1} + \dots + b^{m-1}), \qquad (7.74)$$

где *т* – число уровней в подпериоде.

Нетрудно показать, что

$$b^{0} + b^{1} + \dots + b^{m-1} = \frac{b^{m} - 1}{b - 1},$$
 (7.75)

отсюда

$$\Sigma_1 y_t = mK + a \frac{b^m - 1}{b - 1}.$$
 (7.76)

Аналогично

$$\Sigma_2 y_t = mK + ab^m \frac{b^m - 1}{b - 1}, \ \Sigma_3 y_t = mK + ab^{2m} \frac{b^m - 1}{b - 1}.$$
(7.77)

Решение этой системы следующее:

$$D_{1} = \Sigma_{2} y_{t} - \Sigma_{1} y_{t} = a \frac{(b^{m} - 1)^{2}}{b - 1}, \qquad (7.78)$$

$$D_2 = \sum_3 y_t - \sum_2 y_t = ab^m \frac{(b^m - 1)^2}{b - 1}.$$
 (7.79)

Решим эту систему относительно b, тогда

$$b = \sqrt[m]{\frac{\sum_{3} y_t - \sum_{2} y_t}{\sum_{2} y_t - \sum_{1} y_t}}.$$
(7.80)

Относительно а получаем

$$a = (\Sigma_2 y_t - \Sigma_1 y_t) \frac{b-1}{(b^m - 1)^2}.$$
 (7.81)

Из формулы (7.76) находим:

$$K = \frac{1}{m} \left( \sum_{1} y_{t} \frac{b^{m} - 1}{b - 1} a \right).$$
 (7.82)

Применяя этот метод последовательно для кривых Гомперса и логистической, соответственно получаем:

$$\lg y_{\iota} = \lg K + b^{\iota} \lg a; \ \frac{1}{y_{\iota}} = K + ab^{\iota}.$$
 (7.83)

Был проведен прогноз газо- и конденсатоотдачи по промысловым данным для XII и XIII горизонтов, которые эксплуатируются с 1977 г. С данными по

газо- и конденсатоотдаче для обоих горизонтов было проведено выравнивание уровней по прямой и по параболе второго порядка:

$$\alpha = \alpha_0 + a_1 t; \ \alpha = a + a_1 t + a_1 t^2.$$
 (7.84)

Результаты расчетов данных для XII горизонта приводятся на рис. 7.28 и 7.29.

Промысловые данные о коэффициенте газоотдачи хорошо согласуются при



Рис. 7.28. Кривые изменения газоотдачи а<sub>1</sub> во времени для месторождения Южный Мубарек (XII горизонт):

1 – практические данные; 2-3 – сглаженные значения коэффициента газоотдачи: 2 – по параболе;
 3 – по прямой



Рис. 7.29. Кривые изменения конденсатоотдачи α<sub>2</sub> во времени для месторождения Южный Мубарек (XII горизонт). Усл. обозначения — см. на рис. 7.28

выравнивании их уровней по параболе (см. рис. 7.28), в результате уравнение выглядит следующим образом:

$$\alpha_1 = 0,0396 - 0,008t + 0,002t^2. \tag{7.85}$$

Промысловые же данные о конденсатоотдаче хорошо согласуются при выравнивании уровней по прямой (см. рис. 7.29) и описываются следующим уравнением:

$$\alpha_2 = 0.0486 - 0.0012t. \tag{7.86}$$

Сравнения газо- и конденсатоотдачи промысловых и прогнозных данных по XII горизонту показали, что наибольшее расхождение сглаженных кривых по прямой и по параболе с исходными данными имело место в пятой и десятой точках, что обусловлено колебанием отборов газа и конденсата.

## 7.6. РАННЕЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАЧАЛА ВЫНОСА ВЫПАВШЕГО В ПЛАСТЕ КОНДЕНСАТА

Изучение и прогноз конденсатоотдачи пласта — одна из сложных и важных проблем разработки газоконденсатных месторождений. Наиболее актуальна проблема извлечения выпавшего в пласте конденсата.

В настоящее время существует ряд методов повышения конечных газо- и конденсатоотдачи. При определенных условиях может происходить естественное увеличение содержания C<sub>5+</sub> в добываемом газе.

В настоящем разделе исследуется возможность выноса выпавшего в пласте конденсата. Известно, что наличие остаточной воды в породе-коллекторе газоконденсатных месторождений увеличивает коэффициент конденсатоотдачи пластов. Так, при прочих равных условиях остаточная конденсатонасыщенность при наличии остаточной воды в породе может быть на 5 % ниже, чем для пород с отсутствием остаточной воды [6]. В работе [67] указывается на то, что если коллекторы частично насыщены водой и частично нефтью, то критическое насыщение остаточной нефтью может быть низким — 10 % и ниже.

Для газоконденсатных залежей с трещиновато-пористыми коллекторами насыщенность остаточной водой должна быть наибольшей в поровых блоках породы. Выпадение конденсата в блоках при снижении пластового давления приводит к увеличению насыщенности пор жидкой фазой. Этот процесс может продолжаться вплоть до достижения порогового значения насыщенности, после чего конденсат получит подвижность и будет выноситься из пласта. Оценить время накопления жидкой фазы в пласте до ее выноса можно с помощью уравнения для насыщенности *S* порового пространства конденсатом [28]:

$$-\frac{\partial S}{\partial t} = A \frac{\rho}{\rho_0} \left( \frac{v_r}{m} \right) \operatorname{grad} p + \frac{\partial p}{\partial t}, \qquad (7.87)$$

где  $A = q_{\rm MK}/(p_{\rm HK} - p_{\rm MK}); q_{\rm MK}$  — удельный объем выпавшего конденсата при давлении максимальной конденсации  $p_{\rm MK}; p_{\rm HK}$  — давление начала конденсации;  $\rho$  и  $\rho_0$  — плотности газа соответственно в пластовых и нормальных усло-
виях;  $v_{\rm r}$  — скорость движения газа; m — пористость породы; p — пластовое давление.

Для пластов с трещиновато-пористыми коллекторами можно принять grad p = 0, учитывая, что фильтрация газожидкостной смеси происходит в основном по трещинам. Расчет по формуле (7.87) для условий Вуктыльского газоконденсатного месторождения с неоднородным трещиновато-пористым коллектором дает период накопления (с учетом влияния остаточной воды) порядка 6-7 лет после снижения пластового давления ниже  $p_{\rm nk}$ . Вынос конденсата из призабойных зон скважин мог начаться несколько раньше, если учитывать влияние депрессионных воронок.

Таким образом, наличие остаточной воды может значительно снизить критическую конденсатонасыщенность, при которой выпавший в пласте конденсат получает подвижность.

Увеличение насыщенности порового пространства жидкостью может происходить из-за сжимаемости горных пород при снижении давления в залежи. Изменение пористости при снижении давления оценим по формуле

$$m(p) = m_0 \exp \left[-\beta_{\rm m}(p_0 - p)\right], \tag{7.88}$$

где m(p),  $m_0$  — коэффициенты пористости пласта соответственно в текущих и начальных условиях;  $\beta_{\rm n}$  — коэффициент сжимаемости пор;  $p_0$ , p — соответственно начальное пластовое и текущее давления.

В деформируемом пласте насыщенность пор жидкой фазой S' будет увеличиваться из-за уменьшения порового объема. В этом случае можно написать

$$S' = S \frac{m_0}{m(p)} = S \exp[-\beta_u (p_0 - p)].$$
(7.89)

Если принять  $\beta_{\pi} = (0,5-6)10^{-3}$  1/МПа, то для условий Вуктыльского месторождения ( $p_0 = 37$  МПа) при снижении давления в залежи до давления максимальной конденсации  $p_{\text{мк}} = 15$  МПа насыщенность может увеличиться до 10–15 % от текущего значения *S*.

Рассмотренные процессы – выпадение конденсата в пласте, влияние остаточной водонасыщенности на процесс накопления жидкой фазы в пористых блоках и влияние сжимаемости породы – в наибольшей мере должны сказаться в призабойных зонах скважин.

На месторождениях с большими объемами добычи конденсата важно правильно прогнозировать изменение содержания C<sub>5+</sub> в добываемом газе. Для планирования методов по увеличению добычи конденсата необходимо на ранней стадии разработки оценить, может ли начаться процесс самопроизвольного выноса конденсата из пласта и увеличение его содержания в газе. Для решения такой задачи целесообразно использовать методы теории катастроф, позволяющей по наблюдениям за динамической системой предсказывать момент качественных изменений в ее поведении.

Сущность метода теории катастроф кратко можно проиллюстрировать следующим образом. Рассмотрим динамическую систему, поведение которой во времени определяется функцией V от n величин:  $x_1(t)$ ,  $x_2(t)$ , ...,  $x_n(t)$ . Эволюцию динамической системы во времени можно описать уравнением (в случае одной переменной):

$$dx/dt = V(x, t).$$
 (7.90)

Если функция V зависит и от параметров C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, ..., C<sub>k</sub>, то поведение дина-

мической системы будет меняться с изменением С. Пусть V — это функция переменных  $x_1(t)$ ,  $x_2(t)$ , ...,  $x_n(t)$  и параметров  $C_1$ ,  $C_2$ , ...,  $C_k$ . Пространство ( $C_1$ ,  $C_2$ , ...,  $C_k$ ) называется пространством управления. Множество катастроф K определяется как множество точек  $C = (C_1, C_2, ..., C_k)$  в пространстве управления, на котором у V как функции от  $x = (x_1, x_2, ..., x_n)$  изменяется число критических точек. При n = 1 множество катастроф представляет собой множество точек C, в которых V' и V'' одновременно обращаются в нуль для некоторых x. Пусть, например, функция V(x) имеет вид  $V(x) = ax + x^3$ . Очевидно, что при a > 0функция V(x) имеет единственный нуль (x = 0). При a < 0 функция V(x) имеет три корня:  $x_1 = 0$ ,  $x_2 = -\sqrt[3]{-a}$ ,  $x_3 = \sqrt[3]{-a}$ , т.е. при переходе параметра a через нулевое значение характер функции V(x) резко изменяется — появляются два новых корня. Совместное решение уравнений V'(x) =  $a + 3x^2 = 0$ , V''(x) = = 6x = 0 дает критическое значение параметра a = 0. Такая катастрофа носит название «складка».

Разработка газоконденсатного месторождения может рассматриваться как эволюция динамической системы. Соответствующим уравнением системы будет являться уравнение типа материального баланса. Имея в виду исследуемый процесс накопления конденсата в пласте, покажем это на примере баланса для конденсата.

Уравнение материального баланса можно записать так:

$$dQ_{\kappa}/dp = q_{no6}(p) dQ_{r}/dp, \qquad (7.91)$$

где  $Q_{\kappa}$  — накопленная добыча конденсата;  $q_{no6}(p)$  — содержание конденсата в добываемом газе;  $Q_{r}$  — накопленная добыча газа.

Примем  $dQ_r/dp \approx \text{const} = G_0$ . Обычно это условие выполняется (например, для Вуктыльского месторождения оно выполняется с 1973 г.). Тогда уравнение, описывающее поведение системы, представим в виде

$$dQ_{\rm x}/dp = q_{\rm ao6}(p)G_0. \tag{7.92}$$

Получим выражение для  $q_{\text{доб}}(p)$ . При давлении выше  $p_{\text{нк}}$  справедливо равенство

$$q_{\rm oct} Q_{\rm oct} = Q_0 q_0 - q_{\rm go6} Q_{\rm go6}, \tag{7.93}$$

где  $q_0$ ,  $q_{oct}$ ,  $q_{дo6}$  — массовое содержание стабильного конденсата на единицу объема сухого газа при начальных условиях, в остаточном и добываемом газе соответственно;  $Q_0$ ,  $Q_{oct}$ ,  $Q_{дo6}$  — запасы сухого газа начальные, остаточные и добытые соответственно.

В данном случае содержание конденсата в начальных условиях, в добытом и остаточном газе одинаково, т.е.

$$q_{\rm go6} = q_{\rm oct} = q_0. \tag{7.94}$$

При давлении, меньшем  $p_{\tt nk}$ , баланс можно записать следующим образом. При  $p_1 = p_{\tt nk} - \Delta p$ :

$$Q_{\text{oct}}(p_1)q_{\text{oct}}(p_1) = Q_0q_0 - [Q_{\text{Ao6}}(p_1) - Q_{\text{Ao6}}(p_{\text{HK}})]q_{\text{Ao6}}(p_{\text{HK}}) - - Q_{\text{Ao6}}(p_{\text{HK}})q_{\text{Ao6}}(p_{\text{HK}}) - Q_0q_{\text{H}}(p_1),$$
(7.95)

где  $q_{\mathfrak{g}}$  — потери C<sub>5+</sub>, отнесенные к единице начального объема сухого газа. При  $p_2 = p_1 - \Delta p$ :

$$Q_{\text{DCT}}(p_2)q_{\text{DCT}}(p_2) = Q_0q_0 - Q_{\text{AD6}}(p_{\text{HK}})q_{\text{AD6}}(p_{\text{HK}}) - [Q_{\text{AD6}}(p_1) - Q_{\text{AD6}}(p_{\text{HK}})]q_{\text{AD6}}(p_{\text{HK}}) - [Q_{\text{AD6}}(p_2) - Q_{\text{AD6}}(p_1)]q_{\text{AD6}}(p_1) - Q_0q_n(p_2).$$
(7.96)

В результате для произвольного значения  $p < p_{\mathtt{HK}}$  при  $\Delta p \rightarrow 0$  получаем

$$Q_{\text{ocr}}(p)q_{\text{ocr}}(p) = q_0[Q_0 - Q_{\text{mo6}}(p_{\text{HK}})] - \int_{p_{\text{HK}}}^{p} \frac{dQ_{\text{mo6}}(p)}{dp} q_{\text{mo6}}(p)dp - Q_0q_{\text{m}}(p). \quad (7.97)$$

Заметим, что  $q_{no6}(p) = q_{oct}(p)$ , а также  $Q_{oct}(p) = Q_0 - Q_{no6}(p)$ . Тогда вместо уравнения (7.97) получим

$$[Q_0 - Q_{no6}(p)]q_{no6}(p) = q_0[Q_0 - Q_{no6}(p_{n\kappa})] - \int_{p_{n\kappa}}^{p} \frac{dQ_{no6}(p)}{dp} q_{no6}(p)dp - Qq_n(p).$$
(7.98)

Дифференцируя по р полученное выражение, находим

$$\frac{dq_{n06}(p)}{dp} = -\frac{Q_0}{Q_0 - Q_{n06}(p)} \frac{dq_n(p)}{dp}.$$
(7.99)

Из уравнения (7.99) после интегрирования получаем

$$dq_{ao6}(p) = q_0 - \int_{p_{ux}}^{p} \frac{Q_0}{Q_0 - Q_{ao6}(p)} \frac{dq_{\pi}(p)}{dp}.$$
 (7.100)

Подставив уравнение (7.100) в формулу (7.92), получим уравнение, описывающее выпадение конденсата в пласте:

$$\frac{dQ_{\kappa}}{dp} = G_0 \left[ q_0 - \int_{p_{\rm HK}}^{p} \frac{Q_0}{Q_0 - Q_{\rm Ad6}(p)} \frac{dq_{\mu}(p)}{dp} dp \right].$$
(7.101)

Для газоконденсатных месторождений, разрабатываемых при газовом режиме, можно записать, что

$$\frac{Q_{ao6}}{Q_0} = 1 - \frac{p_{Z_H}}{p_0 z(p)},\tag{7.102}$$

где  $z_{\mu}$ , z(p) — коэффициенты сверхсжимаемости для начальных и текущих пластовых условий соответственно.

С учетом уравнения (7.102) выражение (7.101) можно записать так:

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\kappa}}{\mathrm{d}p} = G_0 \left[ q_0 - \int_{p_{\mathrm{HK}}}^{p} \frac{p_0}{z_{\mathrm{H}}} \frac{z(p)}{p} \frac{\mathrm{d}q_{\mathrm{H}}(p)}{\mathrm{d}p} \mathrm{d}p \right].$$
(7.103)

Это уравнение получено при идеализированных предположениях, т.е. без учета деформации пород продуктивного пласта, внедрения воды в залежь, частично имеющего место даже при газовом режиме разработки, сорбционных эффектов и т.д. Кроме того, это уравнение не учитывает возможности передвижения по пласту жидкой фазы, накопленной в порах, что как раз и определяет в итоге вынос конденсата. Неизвестна также и зависимость пластовых потерь  $q_n$  конденсата от давления, которая, в свою очередь, зависит от перечисленных факторов. С учетом сказанного запишем уравнение динамической системы, описывающее накопление конденсата в пласте:

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\kappa}}{\mathrm{d}p} = G_0 \left[ q_0 - \int_{p_{\mathrm{H}\kappa}}^p R(p) \mathrm{d}p \right] = V(p) \,. \tag{7.104}$$

В формуле (7.104) R(p) — функция давления, зависящая от параметра  $p_{\kappa}$  — давления катастрофы, при котором начнется вынос жидкой фазы из пласта. Вид функции R(p) можно задать, исходя из следующих соображений. Очевидно, что  $dq_{\pi}(p)/dp \rightarrow 0$  при давлении, равном  $p_{\kappa}$ . Тогда с учетом уравнения (7.99)  $dq_{\pi o 6}(p)/dp \rightarrow 0$  при  $p = p_{\kappa}$ , следовательно, dV(p)/dp в этом случае должно быть равно нулю. Учитывая также, что в уравнении (7.103) z(p) в общем случае хорошо аппроксимируется параболой, запишем для R(p) следующее выражение:

$$R(p) = \left(Ap - B + \frac{C}{p}\right)(p - p_{\kappa}), \qquad (7.105)$$

где А, В, С – постоянные коэффициенты.

Окончательный вид уравнения (7.104) будет

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\kappa}}{\mathrm{d}p} = G_0 q_0 - G_0 \int_{p_{\mathrm{H}\kappa}}^p \left(Ap - B + \frac{C}{p}\right) (p - p_{\kappa}) \mathrm{d}p = V(p). \tag{7.106}$$

Критическое значение параметра  $p_{\kappa}$  определяется из условия V'(p) = V''(p) = 0. В точке катастрофы давление p должно равняться значению  $p_{\kappa}$ . Так как V'(p) тождественно равно нулю при  $p = p_{\kappa}$ , то условием нахождения параметра  $p_{\kappa}$  будет V'' = 0, т.е.

$$2Ap - B - Ap_{\kappa} + \frac{Cp_{\kappa}}{p^2} = 0.$$
 (7.107)

Проиллюстрируем применимость данного подхода определением давления, при котором мог начаться вынос конденсата на Вуктыльском месторождении. Для этого были обработаны данные Вуктыльского газопромыслового управления по извлечению газа и конденсата из залежи. На основе этих данных была получена зависимость содержания конденсата в газе по месяцам с января 1973 г. (рис. 7.30).

Для того чтобы выразить коэффициенты A, B, C через параметр  $p_{\kappa}$ , был применен метод модулирующих функций. Учитывая, что  $dq_{no6}(p)/dp = -R(p) = (Ap - B + C/p)(p_{\kappa} - p)$ , введя функции  $\varphi(p) = (p_2 - p)(p - p_1)$  и  $\varphi_1(p) = (p - p_1)^2 (p - p_2)^2$  и применяя интегрирования от  $p_1$  до  $p_2$ , получим следующую систему уравнений:

$$\int_{p_{1}}^{p_{2}} dq_{no6} = -\int_{p_{1}}^{p_{2}} R(p) dp; \quad \int_{p_{1}}^{p} q_{no6} \frac{d\varphi}{dp} dp = -\int_{p_{1}}^{p_{2}} \varphi(p) R(p) dp; \quad (7.108)$$

$$\int_{p_{1}}^{p_{2}} q_{no6} \frac{d\varphi_{1}}{dp} dp = -\int_{p_{1}}^{p_{2}} \varphi_{1}(p) R(p) dp.$$

Левая часть каждого уравнения системы (7.111) интегрировалась численно с учетом полученной промысловой зависимости (см. рис. 7.30). С целью повышения надежности вычислений можно использовать следующий прием. В



Рис. 7.30. Зависимость содержания конденсата в газе от пластового давления *p*<sub>пл</sub>: 1 — по экспериментальным данным; 2 — по результатам промысловых исследований скважин

пределах начального участка нашей зависимости, по которому определяются выражения для коэффициентов A, B, C, можно варьировать интервал интегрирования, изменяя  $p_2$ . Кроме того, можно изменить вид зависимости R(p) для каждого интервала.

# 7.7. ВЫНОС ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ

Выпадение конденсата и образование жидкостной пробки на забое газоконденсатной скважины отрицательно влияет на ее продуктивность. Существующие методы борьбы с жидкостными пробками имеют низкую эффективность, технологически трудно осуществимы и иногда вызывают большие потери углеводородов.

Ниже представлены результаты исследований по ликвидации жидкостных пробок в стволе скважины путем создания импульсного разряжения. Распространение волны разряжения в газожидкостной смеси сопровождается фазовыми приращениями, при этом на фронте волны возникают значительные перепады давления, превосходящие по величине абсолютное гидростатическое давление. Обоснованием данного заключения является факт существования отрицательного давления в жидкостях. На сосуде Донни длиной 3.2 м наблюдалось отрицательное давление в стабильном конденсате и других углеводородных жидкостях. Зависимость величины статического давления от длины сосуда не позволила получить отрицательные давления в статических условиях, но при импульсном разряжении фазовые превращения способствуют появлению и отрицательного давления значительной величины. Это явление исследовалось на экспериментальной установке (рис. 7.31), состоящей из стеклянной трубы 1, дискового клапана 2, регулятора давления газа 4, расходомера 5, манометра 6 и шкалы высот 7. В стеклянной трубе поддерживался столб жидкости 3 (вода, конденсат), через который пропускался газ. В качестве газа использовалась смесь углекислого газа - 40 % и азота - 60 %, чем достигалась определенная величина насыщенности жидкости растворенным газом. После установления расхода газа, при котором высота столба существенно не меняется, клапан закрывался. Давление в трубе восстанавливалось до 0,2 МПа, клапан быстро открывался и замерялись высота поднятия жидкости и время открытия клапана.

Структура стремящегося вверх потока представляет собой пачки жидкости и газа. Как видно из рис. 7.32, на котором схематично представлена картина в момент разряжения, высота поднятия существенно зависит от времени откры-



Рис. 7.31. Схема экспериментальной установки для исследования импульсного разряжения

Рис. 7.32. Влияние характера и скорости открытия клапана на высоту подъема жидкости в трубе

Рис. 7.33. Зависимость относительной высоты газожидкостного столба  $h/h_0$  от цикличности разгрузки t



тия дискового клапана. Данная связь объясняется невозможностью физического моделирования мгновенного открытия клапана. Для более качественного моделирования процесса мгновенного разряжения необходимо, чтобы время открытия клапана было меньше времени распространения волны разряжения от клапана до уровня жидкости. Тем не менее, при минимально допустимом времени открытия в 0,05 с высота поднятия жидкости превышает первоначальную в 4 раза.

Далее изучалось влияние импульсного разряжения. Инициирование импульсов разряжения обеспечивалось трехкратным поворотом диска клапана на угол 25°. Время всего цикла соизмеримо с минимальным временем открытия клапана. При этом высота поднятия жидкости превышает первоначальную в 5 раз (см. рис. 7.32).

Следующей стадией данного цикла работ было использование ПАВ для стабилизации вспененного столба жидкости. Как и ожидалось, комбинация разряжения и снижения поверхностного натяжения на границах раздела фаз приводит к увеличению длительности вспененного состояния жидкости.

На рис. 7.33 представлена зависимость высоты столба жидкости от цикличности разряжения. В качестве ПАВ использовался пенообразователь, вводимый в водную фазу в количестве 2 %. Методика эксперимента аналогична вышеописанной, за исключением периодичности разряжения.

Анализ результатов описанных опытов позволяет сделать вывод о проявлении эффекта отрицательного давления в вертикальном столбе жидкости и возможности реализации этого эффекта для выноса жидкости с забоя скважины.

Основываясь на данном выводе, В.Ю. Бахишев в декабре 1983 г. провел операцию по импульсному разряжению ствола скв. 401 месторождения Наип на северо-востоке Туркмении. Низкий дебит скважины (38– 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут) объяснялся интенсивным выпадением конденсата и образованием столба жидкости в стволе. Инициирование импульсов разряжения осуществлялось путем шестикратного 10–20-секундного открытия буферной задвижки на факел. При этом наблюдался интенсивный вынос конденсата. Дебит скважины после операции повысился до 56 тыс. м<sup>3</sup>/сут и отличался от исходного в течение 15 сут.

#### 7.8. НАКОПЛЕНИЕ И ВЫНОС ЖИДКОСТИ ИЗ СТВОЛА СКВАЖИН

Современные представления о работе газовых скважин при наличии в потоке жидкости основаны на гидродинамике двухфазных смесей. Согласно положениям этой теории, основным фактором, определяющим однонаправленное восходящее движение фаз в вертикальных трубах, является скорость газожидкостного потока. Вынос жидкости или ее накопление на забое и в стволе скважины определяются величиной этой скорости.

Вопросы накопления и удаления жидкости из скважин наиболее актуальны на поздней стадии эксплуатации месторождений, когда в результате уменьшения пластовой энергии дебиты газа снижаются и приходится принимать меры по предотвращению выхода скважин из числа действующих. С этой целью используют различные методы снижения удельных потерь давления в подъемных трубах. Как показала практика, наиболее эффективны методы удаления жидкости на поверхность.

В зависимости от характера действия этих методов на газожидкостный поток их подразделяют на механические и физико-химические, причем те и другие по режиму работы применяют как для периодического, так и для непрерывного удаления жидкости.

Периодическое удаление жидкости из газовых скважин осуществляется при помощи продувок в атмосферу, остановкой скважин для поглощения жидкости пластом, продувкой через сифонные трубки, вспениванием жидкости за счет ввода в скважину пенообразователя, применением плунжерного лифта.

Непрерывное удаление жидкости достигается эксплуатацией скважин при скоростях газа, обеспечивающих вынос воды с забоя, непрерывной продувкой через сифонные или фонтанные трубки, плунжерным лифтом, забойным эжектором, откачкой жидкости скважинными насосами, вспениванием жидкости за счет ввода в скважину пенообразователя при помощи устройств непрерывного действия, диспергированием жидкости.

В промысловых условиях наиболее широкое применение нашли физикохимические методы периодического и непрерывного удаления жидкости, использование установок плунжерного лифта различных модификаций, методы эксплуатации скважины при скоростях газа, обеспечивающих вынос жидкости с забоя. В последние годы на месторождениях Украины начаты работы по удалению жидкости с забоев скважин при помощи реверсных насадок.

Выбор метода удаления жидкости с забоев скважин носит индивидуальный характер и связан с геолого-промысловой характеристикой месторождения, стадией его разработки, конструкцией скважины, количеством поступающих воды и углеводородного конденсата, принятой схемой обустройства.

Учитывая распространенность в промысловых условиях методов выноса жидкости, основанных на использовании ПАВ, установок плунжерных лифтов, оборудовании фонтанных труб реверсными насадками и эксплуатации скважин при скоростях газа, обеспечивающих вынос жидкости с забоя, рассмотрим детально каждый из них.

Как уже отмечалось, по мере истощения залежи происходит рост скорости газового потока, требующейся для постоянного выноса жидкости из скважины. В связи с этим необходимо постоянно увеличивать отборы газа либо периодически уменьшать диаметр НКТ.

Увеличение отборов газа возможно за счет снижения устьевого давления,

но это приводит к ухудшению работы УКПГ, снижает сроки действия низкотемпературной сепарации, уменьшает бескомпрессорный период эксплуатации. Следует отметить, что применение этого метода возможно до тех пор, пока давление на головке скважины станет равным давлению в магистральном газопроводе.

Замена НКТ труб связана с проведением капитального ремонта и глушения скважин, что в условиях падающей добычи неизбежно приводит к ухудшению фильтрационных характеристик пласта, засорению призабойной зоны и резкому снижению добывных возможностей. Кроме того, в ряде случаев применение НКТ меньшего диаметра не дает положительных результатов.

Это объясняется тем, что уменьшение диаметра не снижает потерь давления при движении газожидкостной смеси и в зависимости от количества поступающей жидкости может даже привести к уменьшению скорости потока и самопроизвольной остановке скважины.

Довольно широкое применение практически во всех газодобывающих районах страны в настоящее время нашли физико-химические методы выноса жидкости с забоя скважины на поверхность. Введение в жидкость, находящуюся на забое, даже небольших концентраций пенообразующих веществ существенно снижает поверхностное натяжение на границе газ – жидкость. Благодаря этому при барботаже газа через жидкость, содержащую пенообразующее вещество, в скважине образуется столб пены. Поскольку пены имеют большой диапазон изменения плотности, даже небольшая скорость восходящего потока газа (0,2–0,5 м/с) обеспечивает вынос всей пенистой массы на поверхность.

В последние годы открывают все больше глубокозалегающих месторождений с высокой пластовой температурой и большим содержанием тяжелых углеводородов. Разработка этих месторождений на истощение приводит к снижению пластовых давлений ниже давления начала конденсации и выпадению тяжелых фракций углеводородов в призабойной зоне и стволе скважины.

Промысловый опыт применения ПАВ для удаления из скважины воды совместно с конденсатом показал, что процесс пенообразования в этих условиях значительно отличается от процесса, протекающего в водных средах. Для газоконденсатных скважин представляют интерес два случая удаления жидкости при помощи ПАВ: первый, когда на забое скважины накапливается только газовый конденсат, и второй, когда в скважине содержится смесь воды и газового конденсата.

При вводе ПАВ в газоконденсатные скважины создаются благоприятные условия для образования эмульсий. Тип и свойства образующихся эмульсий зависят от соотношения воды и конденсата, их химического состава, свойств и количества вводимых ПАВ, характера и температуры перемешивания.

Следует отметить, что удаление жидкости с помощью ПАВ из глубоких скважин при большом содержании конденсата и высоких пластовых температурах малоэффективно и не обеспечивает требований охраны окружающей среды. Повысить эффективность удаления жидкости из скважин можно за счет уменьшения проскальзывания газа относительно жидкости, используя для этого плунжер.

Плунжерный лифт как один из вариантов периодического газлифта в газовой промышленности начали применять в начале 1970-х гг. По сравнению с другими способами эксплуатации неглубоких малодебитных скважин установка плунжерного лифта имеет ряд преимуществ, которые выражаются в том, что не требуется высокой квалификации обслуживающего персонала, обеспечивается очистка стволов парафинистых газоконденсатных скважин, удлиняется период бескомпрессорной эксплуатации.

Скважины, оборудованные установками плунжерного лифта, можно эксплуатировать, отбирая газ периодически или непрерывно. В установках периодического действия плунжер искусственно задерживается у башмака труб или на устье скважины на промежуток времени, установленный автоматическим контролем. В установках непрерывного действия плунжер все время находится в движении.

Несмотря на сравнительную простоту конструкции, установки плунжерного лифта не нашли широкого применения, что обусловлено трудностью подбора колонны НКТ, необходимостью значительной реконструкции наземного оборудования скважины и низкой эффективностью выноса жидкости из глубоких скважин.

Эксплуатация промысловых установок плунжерного лифта показала узкий диапазон его применения, определяемый глубиной скважин (2500 м), дебитом газа (20–30 тыс. м<sup>3</sup>/сут) и жидкости (до 3 м<sup>3</sup>/сут). Обязательное условие нормальной работы плунжера — низшие забойные и устьевые давления, при которых обеспечивается скорость подъема плунжера 2 м/с.

В последние годы на стадии опытно-промышленного изучения находится метод использования для выноса жидкости из газоконденсатных скважин диспергирующих устройств. Столб жидкости в скважине оказывает отрицательное влияние на работу добывающих скважин как за счет дополнительного противодавления на пласт, так и за счет увеличения гидравлического сопротивления НКТ движению газа в них. Последнее влияет только на режим газового потока в скважине. Увеличение же противодавления на пласт сопровождается перестройкой работы всей системы скважина — пласт. При этом нередки случаи, когда накопление жидкости в стволе приводит к пульсации.

Движение газа в скважине при небольших расходах происходит в режиме барботирования через слой жидкости. С увеличением расхода газа жидкость вспенивается, и при достижении критического значения расхода начинается вынос жидкости с забоя. В данной работе рассматривается модель, описывающая процесс барботирования газа через слой жидкости, и определяются условия существования слоя и его распыления.

Основная гипотеза заключается в рассмотрении процесса барботирования как фильтрации газа через слой фиктивной пористой среды с некоторыми параметрами, для определения которых привлекаются дополнительные соображения.

Рассмотрим горизонтальное единичное сечение вертикального столба жидкости, через которое проходит газ со скоростью v. Направим ось x вертикально вверх, пометив начало координат на забое. Обозначим долю сечения, занятую газом, через m. Считая справедливым закон Дарси, запишем

$$v = -\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x},\tag{7.109}$$

где k — некоторая эффективная проницаемость жидкой «пористой» среды;  $\mu$  — вязкость газа.

Величина k зависит, очевидно, как от параметров жидкости и газа, так и от структуры течения. Примем в первом приближении k = k(m), причем, учитывая аналогичные зависимости проницаемости от пористости для идеальных грунтов, положим  $k = k_0 m^{\alpha^{-1}} (\alpha > 2)$ .

Уравнение неразрывности с учетом выражения (7.109) принимает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k(m)m}{\mu} p \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (mp)$$
(7.110)

или

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(m^{\alpha}p\frac{\partial p}{\partial x}\right) = \frac{\mu}{k_{0}}\frac{\partial}{\partial t}(mp).$$
(7.111)

Очевидно,

$$\partial p/\partial x = -\gamma(1-m),$$
 (7.112)

где у – плотность жидкости.

Уравнение (7.111) описывает процесс движения газа через слой жидкости. Рассмотрим вначале стационарное решение. Массовый расход газа (в расчете на единицу площади поперечного сечения) определяется как

$$Q_{\rm r} = -\frac{\rho_{\rm cr}k_0}{\mu} m^{\alpha} p \frac{\partial p}{\partial x}.$$
 (7.113)

Отсюда с учетом уравнения (7.112) получим

$$m^{\alpha}(1-m)p = \frac{Q_{r}\mu}{p_{cr}k\gamma} = a.$$
 (7.114)

Дифференцируя уравнение (7.114) и используя уравнение (7.112), находим:

$$\frac{\alpha m^{\alpha-1} - (\alpha+1)m^{\alpha}}{m^{2\alpha}(1-m)^3} \frac{\mathrm{d}m}{\mathrm{d}x} = \frac{\gamma}{a}.$$
(7.115)

Интегрируя выражение (7.115), получаем закон изменения газонасыщенности по высоте столба жидкости.

$$\frac{\gamma}{x}x = \int_{m(0)}^{m(x)} \frac{\alpha m^{\alpha-1} - (\alpha+1)m^{\alpha}}{m^{2\alpha}(1-m)^3} dm.$$
(7.116)

Зная m(x), продуктивную характеристику пласта, а также забойное давление над пробкой и используя уравнение (7.113), нетрудно получить уравнение относительно  $Q_r$ . Отсутствие действительных решений у этого уравнения свидетельствует об отсутствии стационарных режимов. Анализ показывает, что при достаточно больших депрессиях стационарных режимов нет.

Проанализируем условия устойчивости стационарных режимов. С этой целью рассмотрим полную систему уравнений (7.111)—(7.112).

$$\frac{\partial}{\partial x}(m^{\alpha}(1-m)p=\delta\frac{\partial}{\partial t}(mp),$$
 где  $\delta=-\mu/(\gamma k_0).$  (7.117)

После несложных преобразований получим

$$\left[\alpha m^{\alpha-1} - (\alpha+1)m^{\alpha}\right] p \frac{\partial m}{\partial x} - \gamma m^{\alpha} (1-m)^{2} = \delta\left(m \frac{\partial p}{\partial t} - p \frac{\partial m}{\partial t}\right).$$
(7.118)

695

Пусть  $m_0(x, t)$ ,  $p_0(x)$  — стационарное решение системы (7.111)—(7.112). Положим, что

$$m(x, t) = m_0(x) + \varphi(x, t), \quad p(x, t) = p_0(x) + \psi(x, t), \quad (7.119)$$

где ф,  $\psi$  – малые возмущения.

Подставляя разложения (7.119) в уравнения (7.118), учитывая, что  $\psi \ll p_0$ ,  $\psi \ll m_0$ , и опуская промежуточные выкладки, получаем линейную систему уравнений относительно  $\varphi(x, t)$ ,  $\psi(x, t)$ :

$$\left[\alpha\left(\frac{\alpha-1}{m}-\alpha-1\right)p_{0}m_{0}-\alpha\gamma(1-m_{0})^{2}-2\gamma m_{0}(1-m_{0})\right]\varphi+\right.$$
$$\left.+\left[\alpha-(\alpha-1)m_{0}\right]m_{0}\psi+\left[\alpha-(\alpha-1)m_{0}\right]p_{0}\frac{\partial\varphi}{\partial x}=\delta m^{2-\alpha}\frac{\partial\psi}{\partial t}+\delta p_{0}m^{1-\alpha}\frac{\partial\varphi}{\partial t},$$
$$\left.\frac{\partial\psi}{\partial x}=\gamma\varphi.\right.$$
(7.120)

Представляя обычным образом возмущения в виде  $\psi = \psi_0 \exp[i(kx + \beta t)]$ ,  $\phi = \phi_0 \exp[(kx + \beta t)]$ , из уравнений (7.120) получаем характеритическое уравнение, анализ которого дает следующее условие устойчивости:

$$\frac{a^{2}k^{2}}{\gamma^{2}}\left[\alpha - (\alpha - 1)m_{0} - \frac{\alpha}{m_{0}}(\alpha - 1 - (\alpha + 1)m_{0})\frac{(1 - m_{0})^{2}}{\alpha - (\alpha + 1)m_{0}} + \frac{\alpha}{m_{0}}(1 - m_{0})^{2} + 2(1 - m_{0})\right] > m_{0}^{3\alpha}(1 - m_{0})^{4}\frac{\alpha - (\alpha - 1)m_{0}}{\alpha - (\alpha + 1)m_{0}}.$$
(7.121)

Для справедливости последнего неравенства необходимо выполнение условия

$$2(\alpha+1)m_0^3 + (\alpha^2 - 5\alpha - 3)m_0^2 - (2\alpha^2 - 3)m_0 + \alpha^2 - \alpha + 1 > 0.$$
 (7.122)

Определив из выражений (7.119) критическое значение  $m_{0 \ \text{кр}}$  и используя уравнение (7.113), можно получить значение дебита, соответствующее нарушению стационарного режима движения. Уравнение (7.122) имеет в общем случае три корня, причем смысл имеют значения  $0 < m_{0 \ \text{кр}} < 1$ . Непосредственный подсчет показывает, что при  $\alpha = 3$   $m_{0 \ \text{кр}} = 0.4$  (другие корни:  $m_1 = -3.4$ ,  $m_2 = 1.9$ ), при  $\alpha = 4$   $m_{0 \ \text{кр}} = 0.43$  ( $m_1 = -2.96$ ,  $m_2 = 1.83$ ), при  $\alpha = 5$   $m_{0 \ \text{кр}} = 0.42$  ( $m_1 = -1.97$ ,  $m_2 = 1.88$ ). Таким образом, течение становится неустойчивым при m > 0.4. Можно упростить анализ, учитывая, что флуктуациями давления в первом приближении можно пренебречь. Обозначим высоту столба жидкости через l. Тогда, давление столба жидкости на забой будет равно

$$p_{1} = \int_{0}^{t} \gamma(1-m) \mathrm{d}x.$$
 (7.123)

С другой стороны, при барботировании газа при отсутствии уноса жидкости ее объем сохраняется, поэтому

$$\int_{0}^{t} (1-m) dx = \text{const.}$$
 (7.124)

Из двух последних соотношений следует, что в отсутствие уноса  $p_1 = const$ , т.е. при отсутствии уноса жидкости потоком газа ее давление на забой не изменяется. Изменение объемного газосодержания в слое жидкости приводит к изменению l и, следовательно, изменению высоты газового столба, так как глубина скважины L остается неизменной. Если газосодержание m изменилось, например, на 10 %, то соответствующее изменение высоты l также составит 10 %. При этом изменение высоты слоя газа будет на порядок меньше, так как L >> l. С учетом того, что плотность жидкости значительно больше плотности газа, имеем, что изменением давления можно пренебречь. Если положить  $l \approx 100$  м,  $L \approx 1000$  м,  $\gamma \approx 0.6$  г/см<sup>3</sup>,  $\gamma \approx 0.1$  г/см<sup>3</sup>, то изменение давления составит 0.6 %.

Положим в уравнении (7.119)  $\psi \equiv 0$ . Условие устойчивости принимает вид

$$2(\alpha = 1)m_0^2 + (2 + \alpha)\alpha m_0 - \alpha < 0.$$
 (7.125)

Критическое значение  $m_{0 \text{ кр}}$  при  $\alpha = 3$  равно 0,13, при  $\alpha = 4 - 0,12$ , при  $\alpha = 5 - 0,13$ .

При потере устойчивости возможны два режима — колебательный и уноса жидкости. Для определения условий, при которых начинается унос жидкости, можно привлечь следующие соображения. Унос жидкости означает, что жидкая фаза потеряла связность. Действительно, до тех пор, пока жидкая частичка не будет со всех сторон окружена газовой фазой, двигаться вверх вместе с потоком она не сможет. Начало уноса соответствует массовому образованию изолированных областей жидкости, т.е. скачкообразному изменению структуры столба жидкости. Как следует из основных результатов теории протекания, критическое значение насыщенности пространства данной фазой, при которой она теряет связность, можно принять равным  $m_n = 0,2-0,4$ . Соответственно критическое значение насыщенности газовой фазой  $m_{0 \ кp}$  будет равно 0,6–0,8. Определяя из уравнения (7.116) распределение m(x), найдем критическое значение расхода газа из условия  $m(l) = m_{0 \ kp}$ .

Рассмотрим этот процесс подробнее с учетом того, что при изменении давления происходит дегазация конденсата. Примем, что растворимость газа в конденсате следует закону Генри с коэффициентом β. Тогда уравнение (7.111) следует видоизменить:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(m^{\alpha}p\frac{\partial p}{\partial x}\right) = \frac{\mu}{k_{0}}\frac{\partial}{\partial t}\left[mp + \beta(1-m)p\right].$$
(7.126)

Пусть скважина работала с постоянным дебитом Q. В момент времени t = 0 устьевое давление снижается на некоторую величину  $\Delta p$ , в результате чего дебит возрастает до величины  $Q_1$ . При этом давление в скважине и, следовательно, в столбе жидкости резко снижается, конденсат интенсивно разгазируется, и при определенных условиях жидкость начинает выноситься потоком газа из скважины. Данный процесс определяется системой уравнений (7.126) и (7.112), точное решение которой в силу нелинейности получить затруднительно. Применим для решения задачи метод интегральных соотношений. Проинтегрируем уравнение (7.126) по x от 0 до l, где l — высота жидкой пробки.

$$\frac{k_0 m^{\alpha}}{\mu} p \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_0^l = \frac{d}{dt} \int_0^l [pm + \beta(1-m)p] dx$$
(7.127)

или

$$-\frac{k_{0}\gamma}{\mu}m_{1}^{\alpha}(1-m_{1})p(l)+\frac{p_{0}}{\rho_{0}}Q_{1}=\frac{d}{dt}\int_{0}^{l}[pm+\beta(1-m)p]dx,$$
 (7.128)

где  $m_1$ , p(l) —соответственно объемная концентрация газа и давление на верхней границе жидкого столба;  $Q_1$  — дебит газа, поступающего в скважину из пласта.

Для вычисления интеграла в правой части уравнения (7.128) аппроксимируем распределение m(x) линейной функцией  $m(x) = m_0 + (m_1 - m_0)^{x/l}$ . Подставляя последнее соотношение в формулу (7.128), проводя интегрирование по частям и дифференцируя по времени, получаем:

$$\left[\frac{(1-m_0)(1-\beta)}{2}lp(l)+\frac{\gamma l^2}{24}(1-9m_0-9(1-m_0)\beta)\right]\frac{\mathrm{d}m_1}{\mathrm{d}t}+\frac{k_0\gamma}{\mu}m_1^{\alpha}(1-m_1)p(l)=\frac{p_0}{\rho_0}Q_1.$$

или

 $a\frac{dm_1}{dt} + f(m_1) = b,$  (7.129)

где

$$a = \frac{(1-m_0)(1-\beta)}{2} lp(l) + \frac{\gamma l^2}{24} [1-9m_0 - 9(1-m_0)\beta];$$
  
$$f(m_1) = \frac{\gamma k_0}{\mu} m_1^{\alpha} (1-m_1)p(l); \quad b = \frac{p_0}{\rho_0} Q_1.$$
(7.130)

Разделяя переменные и интегрируя уравнение (7.129), находим:

$$\int_{m_{10}}^{m_1} \frac{\mathrm{d}m}{b - f(m)} = \frac{1}{a}t,$$
(7.131)

где

$$m_{10} = m_1(0); \ m_1(0) = m(l) \frac{p_0(l)}{p(l)}.$$

Поведение функции  $m_1(t)$  зависит от знака коэффициента a. При  $a \ge 0$  решение  $m_1(t)$  монотонно возрастает от значения  $m_1(0)$  до наименьшего положительного корня уравнения  $f(M_1) = b$ . При  $a < 0 \ m(t)$  возрастает до наибольшего корня уравнения  $f(M_2) = b$ . Отметим, что это уравнение имеет не более двух положительных корней, связанных соотношением  $M_2 > a/(a + 1) > M_1$ . Значение  $M_2$ , очевидно, больше критического значения газонасыщения, когда начинается вынос жидкости, а  $M_1$  — меньше, поэтому при a < 0 происходит вынос. Нетрудно видеть, что условие a < 0 выполняется при относительно больших  $\beta$  и малых p(l), т.е. при достаточном газонасыщении конденсата. Параметром, регулирующим процесс, служит давление p(l).

Из уравнения (7.129) следует, что для характерного времени T разрушения жидкой пробки правомерна оценка

$$T \approx \mu l / (k_0 \gamma). \tag{7.132}$$

Оценим теперь  $k_0$ . Если движение газа через слой жидкости происходит в виде пузырьков размером r, то, исходя из формулы для скорости всплытия одиночного пузырька и соотношения (7.109), находим  $k_0 \sim r\mu \mu_{\kappa}^{-1}$ . Для  $r \sim 10^{-2}$  см и  $l \sim 10$  см<sup>3</sup> время выноса составляет  $T \sim 10^2$  с.

Таким образом, при быстром снижении давления на устье скважины создаются условия для выноса жидкости из ствола скважины и увеличения ее продуктивности. Этот эффект усиливается за счет возникновения в жидкости кратковременных отрицательных давлений (метастабильных состояний).

Впервые отрицательное давление (или гидростатическое растяжение) в жидкости было получено в 1849 г. в опытах Донни. В дальнейшем различными авторами исследовалась величина возникающих в жидкости отрицательных давлений. В зависимости от условий величина отрицательного давления достигала –*n*·10 МПа. По-видимому, основным фактором, ограничивающим величину отрицательного давления, является образование зародышей и микропузырьков газа. В результате в жидкости возникают пузырьки пара, и она мгновенно выводится из метастабильного состояния, причем задолго до того, как будет достигнуто предельное растяжение.

Раньше считалось, что микрозародыши газа существуют во всех жидкостях. Однако затем было обнаружено, что стабильные микрозародыши газа, существуя в воде, отсутствуют в органических жидкостях или, по крайней мере, их образование затруднено. Поэтому в газоконденсатных скважинах этот эффект будет усилен по сравнению с обводнившимися.

Рассмотрим модель работы газовой скважины при наличии жидкости в стволе, исследуем характер стационарных режимов и проанализируем причины цикличности дебита.

Пусть скважина радиусом  $r_c$  расположена в центре однородного кругового газового пласта радиусом R, проницаемостью k, толщиной h и пористостью m. Будем считать пласт насыщенным газом, а призабойную зону скважины — газом и жидкостью. Это может быть вода, подтянувшаяся к скважине, или конденсат, скопившийся в призабойной зоне. Будем рассматривать плоскорадиальное движение в пласте вдоль координаты r. Давление на внешней границе пласта  $R_{\rm k}$  положим постоянным и равным  $p_{\rm un}$ , а характер распределения давления по пласту определяется только движением газа

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\kappa}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right), \tag{7.133}$$

где х - коэффициент пьезопроводности пласта.

Расход газа из пласта в скважину Q<sub>r</sub> определяется исходя из закона Дарси соотношением

$$Q_{\rm r} = \frac{2\pi k h r_{\rm c}}{\mu_{\rm r}} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r}, \qquad (7.134)$$

где  $\mu_{\rm r}$  — вязкость газа; t — время.

Изменение забойного давления  $p_3 = p(r_c, t)$  определяется накоплением жидкости, поступающей в скважину из пласта. Характер поступления жидкости в скважину определяется, во-первых, выпадением конденсата из газовой фазы, поступающей в скважину, и, во-вторых, притоком из пласта. Темп выпадения

конденсата зависит от расхода газа  $Q_r$  и величины снижения давления от  $p_3$  до давления над столбом жидкости в скважине  $p_0$ , т.е.  $f_1 = f_1(Q_r, p_3 - p_0)$ . Вынос жидкости из пласта определяется законом Дарси, откуда следует пропорциональность объема поступающей из пласта жидкости расходу газа  $Q_x \sim Q_r$ . Поступающая из пласта в скважину жидкость частично выносится потоком газа. Обозначив расход уносимой жидкости через  $f_2$ , можно положить  $f_2 = f_2(Q_r)$ . Пренебрегая сопротивлением движению газа по скважине выше уровня жидкости в ней, получаем, что изменение забойного давления определяется изменением столба жидкости в ней:

$$\frac{dp_{3}}{dt} = \frac{\gamma_{*}}{F} (f_{1} + Q_{*} - f_{2}), \qquad (7.135)$$

где у<sub>ж</sub> — плотность жидкости, поступающей в скважину; *F* — площадь поперечного сечения скважины.

Соотношения (7.133), (7.134) определяют поведение системы скважина – пласт с учетом влияния жидкости, накапливающейся в скважине.

Учитывая малую разницу между пластовым и забойным давлением для газовых пластов, уравнение (7.134) можно заменить идентификационным, полагая плотность газа в пласте постоянной:

$$T \frac{dQ_{r}}{dt} = -Q_{r} + a(p_{u_{R}} - p_{3}).$$
 (7.136)

Здесь T — характерное время, равное  $R^2/k$ ,  $a = 2\pi r_c kh/\mu_r \lg(R/r_c)$  — коэффициент продуктивности. Введем безразмерные переменные  $\tau = t/T$ ,  $q = Q_r/(ap_{nn})$ ,  $\pi = p_3/p_{nn}$  и параметр  $K = aT\gamma_*/F$ . В линейной постановке  $p_0$  можно принять равным нулю и содержание конденсата в газе пропорциональным давлению. По аналогии с газлифтными скважинами функцию  $f_2$  можно считать пропорциональной  $Q_r(Q_r^* - Q_r)$ , где  $Q_r^*$  — расход газа, при котором прекращается вынос жидкости. Тогда соотношения (7.135) и (7.136) преобразуются к следующему виду:

$$\frac{dq}{d\tau} = -q + 1 - \pi; \quad \frac{d\pi}{d\tau} = k \Big[ aq\pi + bq - \beta q(\gamma - q) \Big];$$
  
 $a > 0, \quad b > 0, \quad \beta > 0, \quad 0 < q < \gamma, \quad 0 < \pi < 1.$  (7.137)

Система (7.137) имеет две стационарные точки  $q_1 = 0$ ,  $\pi_1 = 1$  и  $q_2 = (a + b - \beta \gamma)/(a - \beta)$ ,  $\pi_2 = (\beta \gamma - b - \beta)/(a - \beta)$ . Для выяснения характера стационарных точек выпишем характеристическое уравнение

$$(\xi + 1)(\xi - kaq_i) + K[a\pi_i + b - \beta(\gamma - 2q_i)] = 0, \qquad (7.138)$$

где і — номер стационарной точки, корни которого имеют вид

$$\xi_{1,2} = \frac{-(1 - kaq_i) \pm \sqrt{(1 - kaq_i)^2 + 4kq_i(a - \beta)}}{2}.$$
 (7.139)

Из выражения (7.139) следует, что первая стационарная точка является седлом, если выполняется условие  $4k(a - b - \beta\gamma) < 1$ , или устойчивыми фокусом, если  $4k(a + b - \beta\gamma) > 1$ .

Для второй особой точки имеем: если  $a < \beta$ , то стационарная точка являет-

ся фокусом при  $4kq_2(a - b) + (1 - kaq_2)^2 < 0$  или узлом при  $4kq_2(a - b) + (1 - kaq_2)^2 > 0$ , устойчивыми при  $kaq_2 > 1$  и неустойчивыми при  $kaq_2 < 1$ . Если  $a > \beta$ , то вторая стационарная точка является седлом. Рассмотрим подробнее случай  $a < \beta$ . Используя выражение для  $q_2$ , перепишем условие устойчивости в виде  $ka(\beta\gamma - b - a) < \beta - a$ . Это неравенство выполняется в интервалах  $a < a_1$  или  $a > a_2$ , где  $a_1$  и  $a_2$  — корни уравнения  $ka_2 + a[k(b - \beta\gamma - 1)] + \beta = 0$ . Поскольку a характеризует конденсатосодержание в газе, последнее условие означает, что вторая стационарная точка устойчива при достаточно малом или достаточно большом содержании конденсата в газе. Если продуктивность скважины по жидкости достаточно велика, т.е.  $\beta > [ka (a + b) - a]/(ka\gamma - 1)$ , или приток жидкости из пласта достаточно мал, т.е.  $b < [ka(\beta a - a) - \beta + a]/(ka)$ , то вторая стационарная точка неустойчива.

Для выяснения характера поведения интегральных кривых вблизи особой точки воспользуемся методами теории бифуркации решений нелинейных уравнений. При выполнении условия имеет место состояние равновесия с чисто мнимыми характеристическими корнями, что соответствует границе области устойчивости. В окрестности состояния равновесия система уравнений (7.137) при замене

$$x = (1 - \xi)(q - q_2) + \pi - \pi_2, \quad y = (1 + \xi)(q - q_2) + \pi - \pi_2, \quad (7.140)$$

где  $\xi = \sqrt{kq_2(\beta - a)}$  приводится к виду

$$x' = \xi y - \frac{ka}{4\xi} (x^2 - y^2) + \frac{k(\beta - a)}{4\xi^2} (x - y)^2,$$
  
$$y' = -\xi x - \frac{ka}{4\xi} (x^2 - y^2) + \frac{k(\beta - a)}{4\xi^2} (x - y)^2.$$
 (7.141)

Вычисляя коэффициенты разложения функции последования, получаем

$$f = -\left(\frac{ka}{4\xi^2}\right)^2 (\xi + 1)\pi r^3 + 0(r^3).$$
 (7.142)

Поскольку первая ляпуновская величина  $i_1 < 0$ , однократный сложный фокус является устойчивым. Поэтому при переходе через границу устойчивости появляется единственный устойчивый предельный цикл. В этих условиях имеет место мягкий режим возникновения колебаний, период которых можно оценить как  $2\pi T/\xi$ . Переходя к размерным переменным, получаем следующую оценку для периода колебаний:  $\omega \cong 2\pi a^{-1} (Q_r F T)^{1/2} (\gamma_* Q_* p_{nn})^{-1/2}$ , где  $Q_* -$ дебит скважины по жидкости. Как видно из приведенного соотношения, период колебания в большей степени зависит от продуктивности скважины (параметра *a*). При  $Q_* = 0$ , т.е. когда жидкость не выносится, колебаний нет.

Рассмотрим далее случай, когда  $\beta \gamma - b = a$ . При этом обе особые точки сливаются в одну q = 0,  $\pi = 1$ . Состояние равновесия является сложным, особая точка в данном случае имеет тип простейшего двухкратного седлоузла. При попадании изображающей точки в окрестность особой точки случайными флуктуациями изображающая точка может быть выброшена из состояния равновесия.

Изучение периодических режимов работы газоконденсатной скважины проводилось на лабораторной установке.

При исследовании измерялись расход газа  $Q_r$  и количество выносимой жидкости (конденсата)  $Q_k$ . Так как процесс выноса конденсата из трубки лабораторной установки происходит очень быстро (в течение 1 с и меньше), то снимать замеры визуально невозможно. Поэтому для измерения  $Q_r$  и  $Q_k$  применялся метод фотографирования на кинопленку. Был снят фильм, позволяющий получить замеры с интервалом времени 1/16 с.

Для определения влияния скопившегося конденсата на дебит скважины проводилась оценка взаимно-корреляционных функций, которые дают возможность исследовать статистическую связь между дебитом газа и  $Q_{\rm x}(t)$  — количеством конденсата во времени.

Пример расчета взаимно-корреляционной функции между дебитом газа и количеством конденсата приведен на рис. 7.34.

Наличие на коррелограмме крена в момент времени т позволяет установить время запаздывания уменьшения дебита газа после скопления конденсата в стволе скважин, а также тот факт, что с увеличением дебита газа уменьшается время запаздывания.

Таким образом, используя взаимно-корреляционную функцию, можно установить время, через которое произойдет уменьшение дебита газа в результате скопления конденсата на забое скважины.

Исходя из этого определим время запаздывания для конкретных газоконденсатных скв. 29, 33, 34 и других горизонтов XII и XIII месторождения Южный Мубарек.

По результатам вычисления можно, например, сделать вывод, что для скв. 29 корреляционная функция достигает максимума при T = 0, следовательно, при изменении добычи газа добыча конденсата изменяется «мгновенно» (в пределах частоты замеров). Таким образом, частота замера, равная месячному отбору газа и конденсата, не дает возможности определить время запаздывания.

В процессе выброса накапливающего конденсата дебит газа остается почти постоянным, а после очистки ствола скважины дебит газа увеличивается. Вместе с тем вновь начинается скопление конденсата в стволе скважины, поскольку



Рис. 7.34. Взаимно-корреляционная функция между дебитами газа и конденсата

через призабойную зону протекает большой объем газоконденсатной системы. Это опять приводит к уменьшению дебита газа, т.е. происходит автоколебательный процесс.

Для определения периодичности процесса выброса накапливающегося конденсата эффективно применение спектрального анализа. Построение спектра временного ряда основано на предположении, что он образован синусоидами и косинусоидами различных частот. Выделяя на кривой спектра характерные частоты, соответствующие максимуму спектральной кривой, можно прогнозировать значения дебита конденсата.

Для детерминированных сигналов x(t) выборочным спектром (выборочной спектральной плотностью) является величина

$$C_{xx}(f) = \frac{1}{T} \left( \int_{-T/2}^{T/2} x(t) \mathrm{e}^{-j2\pi/t} \mathrm{d}t \right)^2, \qquad (7.143)$$

где Т – время наблюдения сигнала.

Для случайных сигналов спектральная плотность выражается в виде

$$\Gamma_{xx}(f) = \int_{-\infty}^{\infty} \gamma_{xx}(u) \mathrm{e}^{-j2\pi\hbar u} \mathrm{d}u, \qquad (7.144)$$

где  $\gamma_{xx}$  – ковариационная функция процесса, т.е.  $\Gamma_{xx}(f)$  является преобразованием Фурье от ковариационной функции процесса x(t). Следовательно, спектральная плотность показывает, как дисперсия процесса x(t) распределена по частотам.

Ввиду того, что рассматриваемые временные ряды x(t) представляют собой дискретные замеры, отсчитанные через интервалы  $\Delta$ , выборочная оценка спектра получается с помощью замены интеграла соответствующей суммой:

$$\overline{C}_{xx}(f) = \Delta \sum_{k} \omega(k) C_{xx}(k) e^{-j2\pi/k\Delta}, \qquad (7.145)$$

где C<sub>xx</sub> – выборочная оценка автоковариации;

$$C_{xx}(k) = \frac{1}{N} \sum_{\ell=1}^{N-k} (x_1 - \bar{x})(x_{1+k} - \bar{x}); \qquad (7.146)$$

где N – число отсчитанных точек.

Наконец, если вместо ковариации использовать корреляции, то можно получить сглаженную выборочную оценку нормированной спектральной плотности:

$$R_{xx}(f) = 2\left[1 + 2\sum_{k} r_{xx}(k)\omega(k)C_0S2\pi fk\right], \quad 0 \le f \le 1/2,$$
(7.147)

где  $r_{xx} = C_{xx}(k)/C_{xx}(0)$  – автокорреляционная функция процессов x(t).

Ввиду того, что вычисления корреляционных оценок наблюдаемых временных рядов можно проводить только в случае их стационарности, необходимо вначале осуществить их стационаризацию (выравнивание), суть которой заключается в устранении во временном ряде тренда, т.е. низкочастотной составляющей. Имеется много методов выравнивания временных рядов. Здесь использован метод скользящей средней, который заключается в том, что тренд, соответствующий временному ряду, выявляется усреднением временного ряда





по некоторому количеству точек. В результате этой процедуры получается стационарный временной ряд. Найдя оценки корреляционных функций, можем, используя их, определить функцию спектральной плотности.

Были проведены расчеты спектров временных рядов, представляющих собой ежемесячные замеры дебита конденсата на отдельных скважинах месторождения Южный Мубарек. Форма спектра выявляет особенности временного ряда, которые должны быть учтены в любой модели, предложенной для этого ряда. Наличие пиков в спектре и их величины могут выявить основные периодичности, имеющие физическое объяснение.

На рис. 7.35 показан спектр дебита конденсата скв. 34. Как видно из рисунка, график напоминает спектр периодической, ограниченной во времени функции, которая представляет собой спектральные полосы, отстающие друг от друга на 1/T = 0.2, где T – период основной гармоники.

Из рис. 7.43 находим, что  $T \approx 5$  мес. Это указывает на тот факт, что дебит конденсата периодически (с периодом, равным в среднем 5 мес) изменяется скачкообразно.

Аналогичные расчеты были проведены для скв. 16, 33. Анализ результатов расчета дает возможность выявить периодичность выброса конденсата для этих скважин, составляющий соответственно 7 и 9 мес.

Этот вывод позволяет прогнозировать дебит конденсата, т.е. выявлять «сезонность» во временном ряду наблюдаемого процесса.

### 7.9. ВЛИЯНИЕ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Результаты экспериментального исследования по изучению влияния деформации породы на параметры фильтрации газа показывают, что в результате деформации горных пород их проницаемость и объем пор образца, занятых газом, заметно уменьшаются. В процессе разработки газоконденсатных месторождений на истощение со временем увеличивается эффективное давление, следовательно, уменьшается объем порового пространства, что приводит к значительному уменьшению коэффициента пористости. Изменение коэффициента пористости и объема пор образца, занятого газом, непосредственно влияет на темп падения давления.

Исходя из этого рассмотрим влияние деформации на изменение пластового давления на основании применения материального баланса. Согласно принципу материального баланса, начальная масса  $M_0$  газа в пласте равняется сумме отобранной массы газа  $M_1$  и оставшейся массы газа  $M_2$  в пласте.

Если обозначить начальный объем порового пространства  $\Omega_0$ , а средний для залежи коэффициент начальной газонасыщенности –  $\rho_1$ , то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет

$$M_0 = \Omega_0 \rho_1; \quad M_0 = m_1 V_0 \rho_1, \tag{7.148}$$

где V<sub>0</sub> – объем залежи; m<sub>1</sub> – начальный коэффициент пористости.

С учетом уравнения состояния для реального газа выражение для начальной массы газа в пласте имеет вид:

$$M_0 = m_1 V_0 \rho_0 \frac{p_1 z_0}{p_0 z_1}, \qquad (7.149)$$

где  $p_1$  и  $p_0$  — соответственно начальное пластовое и атмосферное давления;  $z_1$ ,  $z_0$  — коэффициенты сверхсжимаемости газа соответственно при начальном пластовом и атмосферном давлениях и пластовой температуре;  $\rho_0$  — плотность газа при пластовой температуре и атмосферном давлении  $p_0$ .

К некоторому моменту времени t масса газа в пласте составит

$$M_{01} = mV \rho$$
 или  $M_{01} = mV \rho_0 \frac{p z_0}{p_0 z}$ , (7.150)

где *m* — текущий коэффициент пористости; *V* — текущий объем залежи.

Суммарная отобранная масса газа за время t рассчитывается как

$$M_{1} = \rho_{0} \int_{0}^{t} Q(t) dt.$$
 (7.151)

С учетом уравнений (7.148), (7.149) и (7.150) уравнение материального баланса для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде

$$m_1 V \rho_0 \frac{p_1 z_0}{p_0 z_1} = m V \rho_0 \frac{p z_0}{p_0 z_1} + \rho_0 \frac{T_{n,n}}{T_0} Q_1(t).$$
(7.152)

Обозначим  $p_1/z_1 = \overline{p}_1$ ;  $p/z = \overline{p}$ ;  $p_0/z_0 = \overline{p}_0$ ;  $T_{un}/T_0 = f$ . Тогда

$$m_1 V \bar{p}_1 - m V \bar{p} = \bar{p}_0 f Q_1(t). \tag{7.153}$$

Из уравнения (7.153) определяем текущий коэффициент пористости:

$$m = \left[ m_1 V \overline{p}_1 - \overline{p}_0 f Q_1(t) \right] / (V \overline{p}).$$
(7.154)

Примем, что по мере падения давления изменение коэффициента пористости описывается зависимостью

$$m = m_{1} - \alpha_{1} \int_{0}^{1} (p_{2} - p) K(t, \tau) d\tau, \qquad (7.155)$$

где  $K(t, \tau)$  — так называемое ядро ползучести;

$$K(t, \tau) = \delta_0 e^{-\frac{t-\tau}{T}}, \qquad (7.156)$$

где T- характерное время;  $\tau-$  время запаздывания;  $\delta_0-$  постоянный коэффициент.

Тогда уравнение (7.155) имеет вид

$$m = m_1 - \alpha \int_0^1 (p_2 - p) \exp\left(-\frac{t - \tau}{T}\right) d\tau, \quad \alpha = \alpha_1 \delta_0, \quad (7.157)$$

где а -- постоянный коэффициент.

Продифференцировав уравнение (7.157) по t

$$\frac{\mathrm{d}m}{\mathrm{d}t} = \frac{\alpha}{T_0} \int_0^t (p_2 - p) \mathrm{e}^{-\frac{t-\tau}{T}} \mathrm{d}\tau - \alpha \left(p_2 - p\right) \tag{7.158}$$

и преобразовав, получим

$$\frac{\mathrm{d}m}{\mathrm{d}t} = \frac{m_1 - m}{T} - \alpha \left( p_2 - p \right). \tag{7.159}$$

Из уравнения (7.153) следует:

$$mp = m_1 p_1 - \frac{p_0 f}{V} Q(t).$$
 (7.160)

Продифференцируем уравнение (7.160) по t:

$$p\frac{\mathrm{d}m}{\mathrm{d}t} + m\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}t} = -\frac{p_0 f}{V}\overline{Q},\tag{7.161}$$

где $\overline{Q}$  – суточный отбор газа из залежи.

С учетом выражений (7.157)-(7.160) вместо последнего равенства получаем

$$\frac{m_{1}}{T} - \frac{1}{T} \left[ \frac{m_{1} V p_{1} - p_{0} f Q_{1}(t)}{V p} \right] - \alpha \left( p_{2} - p \right) =$$
$$= - \left[ \frac{m_{1} V p_{1} - p_{0} f Q_{1}(t)}{V p^{2}} \right] \frac{dp}{dt} - \frac{p_{0} f}{p} \frac{\overline{Q}}{V}.$$
(7.162)

Обозначим

$$\frac{m_1 V p_1 - p_0 f Q_1(t)}{V p} = D,$$
(7.163)

тогда

$$\frac{m_1}{T} - \frac{D}{Tp} - \alpha (p_2 - p) = -\frac{D}{p^2} \frac{dp}{dt} - \frac{p_0 f}{p} \frac{\overline{Q}_1}{V};$$
(7.164)

706

$$\frac{D}{p^2}\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}t} = \frac{D}{p} \left[ \frac{1}{T} - \frac{p_0}{DV}\overline{Q} \right] p - \left( \alpha p_2 - \frac{m_1}{p} \right) - \alpha p; \qquad (7.165)$$

$$\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}t} = \left[\frac{1}{T} - \frac{p_0 f}{VD}\overline{Q}\right]p + \left(\alpha p_2 - \frac{m_1}{p}\right)\frac{p^2}{D} + \left(-\frac{\alpha}{D}\right)p;$$
(7.166)

$$\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}t} = Ap + Bp^2 + Cp^3, \qquad (7.167)$$

где

$$A = \frac{1}{T} - \frac{p_0 f}{V D} \bar{Q}; \quad B = \left(\alpha p_2 - \frac{m_1}{p}\right) \frac{1}{D}; \quad C = -\frac{\alpha}{D}.$$
 (7.168)

Уравнение (7.167) преобразуем к следующему виду:

$$\int \frac{dp}{\left(A + Bp + Cp^{2}\right)} = t + C_{1}.$$
(7.169)

Для решения уравнения (7.167) примем следующие данные: месторождение Оренбургское;  $m_1 = 0.21$ ;  $p_1 = 20.5$  МПа;  $\overline{Q} = 6.10^5$  м<sup>3</sup>/сут;  $T = 10^6$  с;  $\alpha = 310^{-7}$  (МПа·с)<sup>-1</sup>;  $[Q_1(t)]/V = 0.2$ ; H = 1800 м.

По приведенным данным  $\Delta = 4AC - B^2 < 0$ , т.е. уравнение (7.167) имеет решение:

$$\frac{1}{2A} \frac{p^2}{\left(A + Bp + Cp^2\right)} - \frac{B}{2A} \frac{2}{\sqrt{-\Delta}} \operatorname{arctg} \frac{B + 2Cp}{\sqrt{-\Delta}} = t + C_1.$$
(7.170)

Для определения коэффициента  $C_1$  принимаем, что залежь не разрабатывается и в уравнении (7.167) p берется равным начальному эффективному давлению. После чего, задаваясь различными значениями эффективного давления, определяем необходимое время для восстановления первоначальной величины последнего. Качественные оценки по приведенным данным для Оренбургского месторождения приводятся ниже.

Вариант расчета	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p, MIIa	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>t</i> , сут	15,1	31,8	48,9	66,4	84,1	102,2	120,8	139,7	158,8	177,3

Первоначальное эффективное давление для Оренбургского месторождения принималось равным 14 МПа. На основании полученных результатов можно сделать некоторые качественные выводы. При разработке газовых месторождений на истощение по мере снижения пластового давления период перераспределения давления в пласте будет увеличиваться вследствие деформации горных пород. Несоответствие некоторых технологических показателей разработки месторождений расчетным можно объяснить наличием указанного эффекта, который необходимо учитывать при анализе разработки газовых месторождений.

### 7.10. ВЛИЯНИЕ НЕРАВНОВЕСНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Режимы нефтегазоводоносных пластов классифицируются в соответствии со следующим определением: «Режимом нефтегазоводоносного пласта называется проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки». Применительно к месторождениям природных газов общепринято различать газовый и упруговодонапорный режимы. Исходя из этого ведутся проектирование, контроль и анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Однако практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Однако практика разработки месторождений показывает, что как проявление газового режима в «чистом» виде, так и полное замещение отбираемого газа водой наблюдается редко. Типичен режим, при котором происходит частичное замещение добываемого газа водой с той или иной интенсивностью, называемый упруговодонапорным, несмотря на то, что доминирующей формой пластовой энергии остается потенциальная энергия самого газа. Очевидно, что в этом случае классификация режимов газоносных пластов не в полной мере соответствует приведенному определению.

Прогнозировать возможные режимы газоносных пластов, тем более оценивать интенсивность вторжения контурных или подошвенных вод в залежи до начала разработки затруднительно. В связи с этим проектирование разработки месторождений приходится осуществлять на случай возможного проявления газового или упруговодонапорного режима, считая при этом, что реальные технологические показатели будут находиться в области этих расчетных показателей. Дальнейшее уточнение прогнозных показателей проводится по результатам кратковременной опытно-промышленной эксплуатации, в процессе которой анализ зависимости «приведенное давление — суммарный отбор газа», а также других данных эксплуатации позволяет получить дополнительную информацию о параметрах разработки, в частности, о режиме залежи, ее начальных и извлекаемых запасах, параметрах пласта и газа и т.д.

Подчеркнем при этом, что источником информации для диагностирования указанных параметров и режима пласта являются фактические зависимости «приведенное давление p/z — отбор  $\Sigma Q$ ». При этом предполагается, что они характеризуют материальный баланс газовой залежи. Теоретически прямолинейность этой связи соответствует газовому режиму. В реальных условиях искривление зависимости может обусловливаться неравномерностью дренирования залежи, подключением невскрытых продуктивных объектов, вторжением воды, изменением порового объема залежи по различным причинам.

В последние годы предпринят ряд попыток учета различных факторов, влияющих на характер зависимостей p/z от  $\Sigma Q$ . В частности, предложены уравнения материального баланса с учетом фазовых переходов газоконденсатной смеси, деформации коллектора, межпластовых перетоков газа, защемленного газа, сорбционных эффектов. Однако эти дополнения не всегда приводят к правильному объяснению реального процесса разработки месторождений на основе анализа материального баланса залежи, о чем свидетельствует также невысокая точность прогнозов показателей разработки.

Наблюдаемые расхождения расчетных и фактических параметров обычно объясняются недостаточной или неполной информацией о параметрах пласта. Однако в действительности дело обстоит значительно сложнее. Не касаясь всей

сложной проблемы диагностирования режимов, рассмотрим вопрос о влиянии на них темпов разработки и размеров газоводоносных пластов. Прямолинейность зависимости p/z от  $\Sigma Q$  еще не является достаточным условием для того, чтобы определить режим залежи как газовый — можно подобрать такой темп отбора газа, что эта зависимость будет прямолинейной и при упруговодонапорном режиме (рис. 7.36). Подобная ситуация имела место на Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарского края, когда в условиях активного водонапорного режима фактическая зависимость p/z от  $\Sigma Q_r$  была прямолинейной (рис. 7.37). Данный вывод не представляется неожиданным, если учесть, что режим разработки газового месторождения не является естественным свойством только газоводоносной системы, а формируется под влиянием выбранной стратегии разработки конкретного месторождения. Эти соображения иллюстрируются результатами расчетов разработки гипотетической залежи газа, имеющей в плане форму круга и расположенной в бесконечном водонапорном бассейне. Пористость, проницаемость, толщина, начальные пластовые давления в газовой и водоносной областях одинаковы. В расчетах варьировались размеры газовой области, коэффициент проницаемости водоносной области пласта k, и время разработки залежи  $T_{\text{разр.}}$ . На рис. 7.38 показаны зависимости p/z от  $\Sigma \bar{Q}$ для месторождений с разными начальными запасами газа  $Q_{3an}$ , на рис. 7.39 – для разных значений проницаемости водоносной области, а на рис. 7.40 — для различных сроков разработки. Как видно, с увеличением размеров залежи и уменьшением сроков разработки более четко проявляется газовый режим, и, кроме того, на зависимостях p/z от  $\Sigma \overline{Q}$  становится заметным запаздывание вторжения воды.

Сопоставление полученных расчетных кривых с реальными зависимостями



Рис. 7.36. Изменение средневзвешенного пластового давления *p/z* и количества добываемого газа *q* в зависимости от относительного суммарного отбора газа ΣQ̄: 1 — газовый режим; 2 — упруговодонапорный режим; 3 — изменение отбора газа во времени



p/z от  $\Sigma \bar{Q}$ , а также опыт разработки большого числа месторождений дают основание заключить, что наиболее естественной причиной наблюдаемого в реальных условиях запаздывания искривления зависимостей следует признать влияние темпа отбора газа из пласта. Подобное запаздывание связано с тем, что для вовлечения водоносного бассейна, окружающего залежь, в процесс фильт-





Рис. 7.39. Изменение средневзвешенного пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа для разных значений проницаемости водоносной области ( $Q_{san} = 100$  млрд. м<sup>3</sup>,  $T_{pasp} = 20$  лет): 1 – газовый режик;  $k_{n}$ , 10<sup>15</sup> м<sup>2</sup>: 2 – 1,23; 3 – 12,3; 4 – 123

Рис. 7.40. Изменение средневзвешенного пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа для различных сроков разработки ( $Q_{3an} = 100 \text{ млрд. } M^3$ ,  $k_s = 123 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ ): 1 -газовый режим;  $T_{papp, net:} 2 - 5; 3 - 10;$ 4 - 20

рации необходимо очень большое время, соизмеримое, а иногда (для крупных месторождений) превышающее срок разработки залежи. Поэтому внедряющаяся вода «не успевает» полностью замещать объем добываемого газа. Это можно показать на примерах реальных месторождений. Например, по Челбасскому газоконденсатному месторождению начало обводнения контурными водами было зафиксировано в сентябре 1961 г. (т.е. год спустя после его ввода в разработку) по обводнению скв. 21. Отклонение от линии газового режима наблюдается при отборе ~ $5 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> газа (рис. 7.41). Такой отбор был достигнут в 1964 г., т.е. 4 года спустя после начала разработки месторождения. Это можно объяснить тем, что до 1964 г. объем внедрившейся в залежь воды вследствие инерционности водоносного бассейна был намного меньше порового объема «освобож-даемого» добываемым газом.

Расчеты показали, что через 3 года эксплуатации освобождающийся поровый объем составил 2,13·10<sup>7</sup> м<sup>3</sup>, а объем внедрившейся воды — 0,84·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> при радиусе водоносного пласта, равном 3,35·10<sup>4</sup> м. Это подтверждает предположение о запаздывании внедрения воды в залежь вследствие инерционности водоносного бассейна. Подобный эффект можно объяснить наличием начального градиента давления между водоносной областью и газовой залежью. Однако анализ данных эксплуатации ряда газовых месторождений показал, что начальные градиенты давлений при этом достигают нереально больших значений.

Таким образом, проведенный анализ свидетельствует, что изменение давления в газовой залежи определяется не только суммарным отбором, но и интенсивностью отбора в каждый момент времени. Следует заметить, что на ха-



Рис. 7.41. Зависимость средневзвешенного пластового давления от суммарного отбора газа для Челбасского месторождения

рактере зависимости давления от отбора может сказаться и способ размещения скважин, но, скорее, не непосредственно, а через оценку среднего давления. Другими словами, зависимость между давлением и отбором не является двухпараметрической, и ее следует представлять в виде  $p = \hat{f}(Q_{no6}, dQ_{no6}/dt)$  или же  $p = f_1(Q_{mob}, dp/dt)$ . Это означает, что в число основных факторов, определяющих процесс разработки месторождения, необходимо включать также параметр, который условно можно назвать «темпом» разработки. За этот параметр, который, естественно, может быть и переменным во времени, можно принять dp/dt. В этом случае возникает вопрос о темпах разработки различных по запасам месторождений, приуроченных к водонапорным бассейнам. Дело, однако, в том, что сам по себе относительный отбор газа в единицу времени не определяет темп снижения давления газовой залежи, поскольку необходимо учитывать также время реагирования водонапорного бассейна на создаваемый импульс. Соотношение времени реагирования водоносного бассейна с характерным временем изменения давления в газовой части оказывается зависящим от их геометрических размеров. Был проведен статистический анализ данных разработки 78 газовых месторождений страны, эксплуатация которых в настоящее время завершена или находится на поздней стадии. На основе применения непараметрических критериев математической статистики (использовались критерии Уилкинсона) исследовалось наличие связи между коэффициентами газоотдачи и режимом разработки.

Проведенные расчеты показали отсутствие связи между основными параметрами разработки, главный из которых — конечная газоотдача, и режимом пласта, который определяется общепринятым способом на основе материального баланса.

Тем не менее следует отметить, что важным фактором, непосредственно связанным с газоотдачей, является режим пласта. Поэтому важно проследить влияние стратегии разработки на формирование режима. С этой целью было проведено статистическое исследование наличия связи между темпом разработки залежи и ее режимом. Анализ проводился с помощью непараметрического критерия Уилкинсона — Манна — Уитни.

Различие режимов работы залежей по таким показателям, как срок разра-

Таблица 7.26

Показатель	Жестководо- напорный режим	Упруговодо- напорный режим	Газовый режим
Среднее время разработки $t$ , годы Средняя площадь месторождения $S$ , км <sup>2</sup> S/t, км <sup>2</sup> /год	$12,15,18 \cdot 10^34,28 \cdot 10^2$	$14,3 \\ 8 \cdot 10^3 \\ 5,59 \cdot 10^2$	$21,527,5\cdot10^312,8\cdot10^2$

ботки и размер месторождения, подтверждает предположение о влиянии темпа разработки.

Зависимость режима месторождения от средних значений показателей, характеризующих темп разработки, можно оценить из сопоставления данных табл. 7.26.

Полученные оценки позволяют заключить, что при увеличении темпа разработки, характеризующегося показателем S/t, наблюдается тенденция к сдвигу режимов в сторону газового. Данные табл. 7.26 позволяют отметить, что газовый режим характерен для крупных месторождений. Время разработки месторождения выбирается в основном исходя из технико-экономических соображений и, как видно из приведенных данных, незначительно отличается для разных режимов, в то время как размеры в среднем различаются в значительно большей степени. Следовательно, размер месторождения — один из существенных факторов, определяющих режимы залежей. Поэтому следует ожидать, что при одних и тех же относительных отборах проявление газового режима более вероятно на крупных месторождениях, тогда как в месторождениях с небольшими геометрическими размерами следует ожидать проявления водонапорного режима с большей вероятностью. Об этом свидетельствуют результаты расчетов, а также опыт разработки большого числа газовых месторождений. Так, например, на таких месторождениях, как Северо-Ставропольское, Шебелинское, Газли, из которых отобрана большая часть запасов, до сих пор наблюдается практически газовый режим, несмотря на наличие довольно мощной и активной водонапорной системы, а группа известных газоконденсатных месторождений Краснодарского края, приуроченных к водонапорному бассейну нижнемеловых отложений, в большинстве случаев с начала разработки подвергается активному воздействию воды. Отметим, что темпы разработки тех и других месторождений были примерно одинаковы.

Однако зависимость показателей разработки от темпа отбора определяется не только проявлением инерционности водонапорной области и размерами газоводоносных пластов, но также рядом других существенных причин. К ним в первую очередь следует отнести проявление релаксационных свойств горных пород при их деформации под действием изменения давления, неравновесности фазовых превращений многокомпонентных углеводородных систем, особенностей фильтрации флюидов в трещиновато-пористых коллекторах и т.д. Таким образом, можно говорить о своеобразной неравновесности процессов разработки газового или газоконденсатного месторождения.

Для глубокозалегающих пластов в условиях значительно более высоких горных и пластовых давлений и температур влияние описанных неравновесных процессов, вероятно, будет еще более существенным.

Таким образом, проектирование разработки месторождений природных газов должно осуществляться так, чтобы темпы отбора одновременно рассматривались как средство управления режимами газоносных пластов и, следовательно, показателями разработки.

## 7.11. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПРОЯВЛЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ

Извлечение газа и конденсата происходит в условиях постепенного снижения пластового давления  $p_{nn}$  и соответственно роста эффективного давления  $p_{3\varphi}$ , определяемого в первом приближении разницей между горным  $p_r$  и текущим пластовым  $p_{nn}$  давлениями. Это приводит к тому, что фильтрационноемкостные свойства газоконденсатной залежи изменяются в процессе ее разработки за счет деформации пород, перехода в жидкую фазу конденсата, сорбции и десорбции углеводородов, а также, что особенно существенно, временного включения в разработку газонасыщенных пород, в которых фильтрация газа происходит с начальным градиентом давления  $v_r$ . По мере снижения  $p_{nn}$  изменяются физико-химические свойства пластовых флюидов и соответственно извлекаемых углеводородов. При этом наблюдается снижение доли тяжелых углеводородов в извлекаемом конденсате, в некоторых случаях появляются продукты взаимодействия внедряющихся в залежь законтурных вод и углеводородов, например,  $H_2S$  и т.п.

Указанные явления изучены преимущественно лишь в лабораторных условиях. Использовать выявленные закономерности при разработке реальных залежей сложно, поэтому в практике проектирования систем разработки газовых и газоконденсатных залежей используются наиболее простые фильтрационные модели, а отборы газа и конденсата проводятся в большинстве случаев в режиме истощения, т.е. с использованием лишь пластовой энергии. В итоге низка эффективность систем разработки, особенно газоконденсатных и газонефтяных залежей: конденсатоотдача менее 0,5 при содержании конденсата более 100 г/м<sup>3</sup>, нефтеотдача в большинстве случаев менее 0,3. Проведенные в последние годы специальные промысловые исследования показали, что полученная информация о ходе процессов извлечения не противоречит результатам лабораторных исследований. При этом в масштабе залежи особенно значимо влияние газонасыщенных пород, в которых фильтрация газа описывается в рамках модели с начальным градиентом давления. Анализ промысловых данных и результатов экспериментальных исследований позволил предложить фильтрационные модели залежей, более адекватные реальным объектам, чем используемые ранее. Это, в свою очередь, позволило обосновать более совершенные системы разработки.

#### ПРИНЯТЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ОГРАНИЧЕНИЯ В ИХ ПРИМЕНЕНИИ

В практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений принято использовать две фильтрационные модели залежей.

Модель I предполагает, что вся залежь газодинамически едина и при газовом режиме разработки распределение текущего пластового давления в залежи определяется темпами отбора газа, гидропроводностью залежи в разных ее частях, размещением добывающих скважин, геометрией залежи. Из многочисленных модельных расчетов распределения текущего пластового давления в различных газонасыщенных объектах, адекватных данной модели, следует, что коэффициент газоотдачи при газовом режиме практически не зависит от расстановки скважин. В связи с этим добывающие скважины можно располагать, ориентируясь лишь на вероятную продуктивность скважин в различных частях залежи и на затраты, связанные с системой сбора и подготовки газа и конденсата к дальнему транспорту. Соответственно в большинстве случаев добывающие скважины располагают в зонах максимальной продуктивной толщины.

В рамках модели I в процессе разработки залежей подсчет запасов газа осуществляется методом материального баланса и основан на предположении, что дренируемый газонасыщенный объем залежи, т.е. объем, из которого производится отбор газа и конденсата, постоянен во времени.

В модели II принято, что залежь состоит из отдельных газодинамически разобщенных между собой частей или линз. В пределах каждой части предполагается справедливость модели I. Модель II применяется преимущественно при описании процессов фильтрации в залежах, приуроченных к структурам, отличающимся наличием тектонических нарушений.

Применимость модели II проверяют по наблюдениям за текущим пластовым давлением в разрабатываемых и неразрабатываемых частях залежи. Снижение пластового давления в частях залежи, в которых нет добывающих скважин, указывает на наличие гидродинамической связи с зонами расположения последних. В большинстве случаев на этом основании модель II отвергают, и залежь описывают в рамках модели I. Проверку адекватности модели I реальному объекту практически не проводят.

Анализ промысловых наблюдений показывает, что модель I в большинстве случаев неадекватна реальным объектам в пределах требований к точности модели, предъявляемых практикой. В рамках модели I недостаточна точность прогноза основных технологических параметров системы разработки: конечных коэффициентов газо- и конденсатоотдачи, оптимальных годовых отборов газа и конденсата на весь период разработки залежи, числа и расстановки добывающих скважин, режима работы дожимной компрессорной станции и т.д. Такой вывод основан на статистических данных, а также на результатах изучения процесса фильтрации газа в пористых средах и реальных залежах газа.

К настоящему времени экспериментально установлено наличие в разрезе газовых залежей газонасыщенных пород, в которых фильтрация газа происходит лишь при градиентах давления, превышающих некоторое значение v<sub>г</sub>. Движение газа в породах с начальным градиентом давления начинается лишь после некоторого снижения пластового давления в залежи. Такие породы встречаются в разрезах практически всех газовых залежей и содержат существенные запасы газа.

Из экспериментальных исследований на реальных пористых средах, содержащих газ и воду в объемах, соответствующих пластовым, следует, что  $v_r$ остается неизменным при исследованиях как с постепенным увеличением градиентов давления (прямой ход), так и при их понижении (обратный ход). Это показывает, что начальный градиент давления существует и после начала фильтрации газа, следовательно, он значимый при движении газа в залежи. Более того, при увеличении эффективного давления, т.е. при снижении пластового давления, начальный градиент давления существенно увеличивается. Эксперименты и промысловые наблюдения показывают, что при снижении пластового давления в некоторых низкопроницаемых газонасыщенных породах, ранее имевших  $v_r = 0$ , при фильтрации газа может возникать значимый начальный градиент давления. В ряде лабораторных экспериментов фиксировалось и снижение  $v_r$  после начала фильтрации. Неравновесность фильтрации газа в неоднородной пористой среде в некоторых случаях отмечается и на кривых восстановления давления (ступенчатые кривые, неполное восстановление давления за год и более длительный срок и т.д.).

Модель фильтрации газа с  $v_r \neq 0$  позволяет объяснить результаты промысловых наблюдений, которые нельзя описать в рамках модели І. При этом влияние пород с  $v_r \neq 0$  на газоотдачу определяется не только долей запасов газа, приуроченной к ним, но и распределением пород с  $v_r \neq 0$  в разрезе, поскольку они могут временно изолировать одни части залежи от других. Наиболее существенное влияние на процесс извлечения газа оказывает такая неоднородность разреза, при которой породами с  $v_r \neq 0$  разделены отдельные части залежи, газонасыщенный объем которых является значимым в масштабе всей залежи. В этом случае эффективность дренирования залежи будет существенно зависеть от расстановки добывающих скважин.

Анализ данных по газоотдаче из выработанных залежей показывает, что она зависит от плотности расстановки добывающих скважин. При этом в среднем коэффициент газоотдачи тем больше, чем выше разбуренность залежи.

В процессе разработки практически всех газовых залежей зафиксирован рост их дренируемого объема, в связи с чем устойчивые во времени оценки запасов газа методом падения давления были получены лишь после введения в работу практически всего проектного фонда добывающих скважин и после отбора обычно не менее 10-20 % запасов газа, фиксируемых к концу разработки.

Ограничения модели I проиллюстрируем на примере разработки горизонта IX месторождения Газли, по которому имеется большой объем геологопромысловых наблюдений. До начала разработки в течение 21 мес происходило аварийное фонтанирование скважины в присводовой части структуры, потери газа составили ~ 2 % запасов газа в горизонте. Горизонт введен в разработку примерно через год, а интенсивная добыча газа начата более чем через 2 года после ликвидации фонтана.

Измерения пластового давления в залежи примерно через 50 сут после начала аварийного фонтанирования скважины зафиксировали небольшое снижение пластового давления в скв. 1, расположенной на расстоянии около 4 км от фонтана, в других наблюдательных скважинах (скв. 3, 4, 7 с удалением от фонтана не менее чем 3,5 км) изменения пластового давления не отмечались. В дальнейшем до начала промышленной добычи из горизонта снижение пластового давления зафиксировано во всех скважинах, вскрывших горизонт IX.

Данные измерений пластового давления, проведенных в наблюдательных скважинах в период фонтанирования одной скважины, показали, что залежь можно рассматривать как квазиоднородную, т.е. соответствующую модели І. Дисперсия относительно линии регрессии лишь в 1,5 раза превышала дисперсию единичного измерения, и это различие статистически незначимое.

По данным эксплуатации была проведена оценка гидропроводности  $kh/\mu$  и проницаемости залежи k ( $\approx 100$  мкм<sup>2</sup>). Толщина пласта принята по данным каротажа. Оценка k не противоречит оценкам проницаемости, полученным по данным анализа керна и результатам гидродинамических исследований.

Анализ результатов наблюдений за пластовым давлением в залежи к концу фонтанирования и после глушения фонтана позволил отметить следующее.

В радиусе  $R_{\phi}$  до 3 км от забоя фонтанирующей скважины наблюдалось практически одинаковое падение пластового давления. На больших расстояниях установлено различное падение пластового давления с тенденцией ступенчато-

го роста  $p_i$  с удалением от зоны фонтанирования. Однако в некоторых скважинах (скв. 1, 20, 39, 97), удаленных от зоны фонтана на расстоянии от 4 до 9 км, фиксируются такие же и даже более низкие пластовые давления, чем в скважинах, для которых  $R_{\phi} \leq 3$  км. Это указывает на существенную радиальную неоднородность залежи.

Если рассматриваемая залежь квазиоднородна и для нее справедлива модель I, то в процессе восстановления давления после ликвидации фонтана

должна существовать линейная связь между  $p_0^2 - p_i^2$  и  $\ln \frac{t}{t-T}$ . Однако данные

наблюдений этому противоречат. По большинству скважин давление после глушения фонтана не восстановилось.

Распределение давления в залежи через год и более после глушения фонтана нельзя объяснить в рамках модели I, так как в неразрабатываемой залежи более года (за это время в ряде скважин проведено до 10 измерений текущего пластового давления) сохранялся перепад давления при отсутствии отбора газа из залежи, а фиксируемых перетоков газа в пределах залежи не наблюдалось. Перепад давлений сохранялся между частями залежи, хорошая гидродинамическая связь между которыми была зафиксирована в процессе фонтанирования скважины.

Распределение давления к началу промышленной разработки залежи горизонта IX можно объяснить в рамках модели, базирующейся на том, что залежь состоит из отдельных блоков, связь между которым осуществляется через зоны, сложенные породами с начальным градиентом давления: значимые перепады давления в неразрабатываемой залежи меньше необходимых для фильтрации газа через породы с  $v_r \neq 0$ , разделяющие отдельные блоки. В однородной среде после глушения фонтана давление в среднем должно возрасти от текущего значения  $p_i$  до равновесной величины  $p_0 - \Delta p > p_i$ , где  $\Delta p$  определяется потерями газа во время фонтанирования. В блочной модели стабилизация давления и прекращение перетоков газа достигаются при  $p_i = p_0 - \Delta p - v_r l$ , соответственно в блочной модели процесс изменения давления после ликвидации фонтана занимает гораздо меньшее время и практически может быть незаметен.

Зоны, в пределах которых пластовое давление к началу промышленной добычи было практически одинаково, соответствуют основным фильтрационным блокам. Положение выделенных блоков определяется условиями осадконакопления, что следует из примерного соответствия границ блоков, установленных по величинам  $p_i$  и по данным изучения палеотектоники Газлинской структуры. В разных блоках  $p_i$  значительно различались. Вертикальные границы блоков контролируются алевритистыми глинами, разделяющими горизонт по толщине на две пачки. В пределах каждого блока к началу промышленной эксплуатации горизонта было практически одинаковое пластовое давление независимо от удаленности наблюдательной скважины от зоны фонтана. Последнее наиболее четко следует из данных о  $p_i$  в пределах блока II, в котором были наблюдательные скважины, удаленные от скв. 108 от 3,2 до 16,3 км.

Ограниченность применения модели I для прогноза распределения пластового давления в залежи следует из анализа изменений коэффициентов фильтрационного сопротивления залежи A в разных ее частях

$$A = \left[ \left( \frac{p_{i1}}{z_{i1}} \right)^2 - \left( \frac{p_{i2}}{z_{i2}} \right)^2 \right] / q_i,$$
(7.171)

где  $p_{i1}$ ,  $p_{i2}$  – текущее пластовое давление в разных точках залежи – в скважинах

в *i*-й момент времени;  $z_{i1}$ ,  $z_{i2}$  – коэффициенты сверхсжимаемости, соответствующие  $p_{i1}$  и  $p_{i2}$ ;  $q_i$  – суточный дебит газа из залежи в *i*-й момент ее разработки.

В качестве  $p_{i1}$  использовались данные по наблюдательным скважинам (скв. 17, 39, 100), расположенным в приконтурных частях горизонта, в качестве  $p_{i2}$  принимались оценки пластового давления в зоне отбора.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления залежи изменялись по мере снижения пластового давления. При этом динамика изменения оценок *А* по мере снижения пластового давления в разных частях залежи существенно различалась.

Для части залежи в пределах блока I (от скв. 39 до зоны отбора) характерен монотонный рост коэффициента A, т.е. в пределах блока ухудшается газодинамическая связь. При снижении пластового давления в залежи примерно на 1 МПа по отношению к  $p_0$  значимость роста A фиксировалась с надежностью более чем 0,95.

Между зоной отбора и периферийными частями блока II (скв. 100) в начальный период промышленной эксплуатации залежи отмечалось резкое снижение *A*, затем – его постепенный рост.

Различия в динамике изменений параметра *A* в разных частях залежи обусловлены тем, что в начале разработки залежи основной отбор газа осуществлялся из блока I, так как к нему оказались приурочены первые добывающие скважины. Затем был введен в эксплуатацию основной объем скважин, приуроченных к блокам II и III. С этого периода газ из периферийных частей залежи (там расположена наблюдательная скв. 100) двигался преимущественно в пределах блоков и не должен был преодолевать разделы между блоками, сложенные породами с начальным градиентом давления. Отметим, что средние значения *A* по данным первых лет разработки залежи в режиме постоянной добычи оказались практически одинаковы для всех блоков. В дальнейшем по мере снижения пластового давления в залежи начала ухудшаться газодинамическая связь в пределах блоков II и III, т.е. фиксировалось то же явление, что и в блоке I.

Разница давлений в зоне отбора и наблюдательных скважинах значительно увеличивается во времени в условиях, когда фактический темп отбора уменьшается. В рамках модели I такой ход кривых  $p_i(t)$  объяснить нельзя даже при условии, что залежь состоит из нескольких частей, одна из которых – зона отбора, а остальные приурочены к приконтурной зоне и связаны с зоной отбора породами с любой низкой проницаемостью, но при  $v_r = 0$ .

Увеличение  $\Delta p$  можно объяснить деформацией пород и соответственно снижением их проницаемости. Значимая деформация имеет место лишь в породах, вклад которых в оценки фильтрационных параметров скважин практических незначим.

Оценки изменения проницаемости по параметру A показали, что выявленное снижение проницаемости превышает возможное ее изменение для терригенных отложений, в которых фильтрация газа происходит без начального градиента давления. Одпако установленное увеличение фильтрационного сопротивления залежи согласуется с возможными изменениями начального градиента при деформации пород с  $v_r \neq 0$ .

Это позволяет считать, что выявленные во всех блоках изменения *A* по мере падения давления в залежи вызваны ростом фильтрационного сопротивления пород с пониженной проницаемостью, обусловившей возникновение начального градиента давления при фильтрации газа между различными частями

залежи. Эти части залежи образовали более мелкие блоки в пределах крупных блоков, имевшихся к началу разработки. Следовательно, блочность залежи определяется условиями осадконакопления и влиянием напряженного состояния пород. Следствием этого и является устойчивость *А* в различных блоках, так как его величина определяется проницаемостью пород с наиболее низкими ФЕС, через которые проходит газ при движении из одной части залежи в другую, стремясь двигаться преимущественно по породам с наименьшим фильтрационным сопротивлением.

Ограничения применения модели I для описания процессов фильтрации в залежи следуют и из анализа изменений дренируемого объема залежи  $V_{\rm дp}$  в процессе ее разработки. Статистический анализ оценок  $V_{\rm дp}$  с использованием знакового критерия показал, что в данном случае гипотеза о неизменности  $V_{\rm дp}$  во времени отвергается на уровне значимости более чем 0,95. Из фактической зависимости  $V_{\rm дp} = f(p_i)$  следует, что на начальном этапе разработки величина  $V_{\rm дp}$  была меньше, чем в последующий период, но после снижения давления в залежи примерно на 40 % по отношению к начальному вновь фиксируется уменьшение дренируемого объема более чем на 10 % по отношению к средней оценке  $\overline{V}_{\rm дp0}$  при текущем пластовом давлении  $\geq 0,6p_0$  ( $p_0$  — начальное пластовое давление). Уменьшение  $\overline{V}_{\rm dp}$  в условиях постоянного отбора связано с увеличением фильтрационного сопротивления между зоной отбора и периферийной частью залежи.

Следует отметить, что значения  $V_{\rm дp} > \overline{V}_{\rm ,p0}$  в начале периода постоянной добычи обусловлены преимущественно воздействием на поле давления в залежи горизонта IX массовых работ по интенсификации притока. Последние были направлены на уменьшение скин-эффекта и включали различные способы переосвоения скважин. Эти работы не только позволили существенно увеличить продуктивность скважин, но и привели к значительному перераспределению давления в залежи. После переосвоения ряда скважин фиксировалось значительное увеличение пластового давления или уменьшение темпа падения давления при практически одинаковом темпе отбора газа как из залежи в целом, так и из соседних скважин. Это показывает, что удалось активно вовлечь в разработку плохо дренируемые части залежи, переток газа из которых в интенсивно дренируемые части горизонта был затруднен. Следовательно, в залежи до работ по интенсификации имели место перепады давления, обусловленные фильтрационной неоднородностью горизонта. Вызванное неоднородностью залежи сложное распределение давления трудно учесть при оценке текущего давления в залежи. В итоге оценки V<sub>др</sub> существенно зависят от изменения системы отбора газа во времени.

Таким образом, анализ оценок такого интегрального параметра залежи, как дренируемый объем, показывает ограничения в применении модели I. Выявленный вид зависимости  $V_{\rm ap} = f(p_i)$  качественно легко объясняется в рамках блочной модели залежи, число блоков которой увеличивается по мере роста эффективного давления.

В рамки блочной модели залежи с увеличивающимся числом блоков хорошо укладываются и данные наблюдений за внедрением контурных вод в залежь горизонта IX. Основные характерные особенности проявления упруговодонапорного режима в этой залежи: малая активность внедрения вод и увеличение разницы между текущими пластовыми давлениями в водо- и газонасыщенных частях горизонта. В первые годы разработки темп внедрения воды был относительно высок. При этом отмечалось опережение движения фронта контурных вод в западной и северо-западной частях структуры, хотя региональный напор вод – с северо-востока. В последующие годы было отмечено ускорение фронта внедрения воды в восточной и северо-восточной частях структуры. Однако до настоящего времени не зафиксировано значительного внедрения воды в зону отбора.

Следовательно, фильтрационная система горизонта существенно изменялась во времени в зависимости от системы отбора газа, а также от деформации пород. Начальный локальный отбор газа, включая аварийное фонтанирование скважины, контролировался основными блоками. Последующее вскрытие всех блоков добывающими скважинами на короткое время превратило всю залежь в один огромный блок. Затем в результате деформации низкопроницаемых пород образовались блоки меньших размеров. Для преодоления вредного воздействия этой фильтрационной неоднородности на снижение газоотдачи не были проведены какие-либо технологические мероприятия. В итоге дренируемый объем залежи V<sub>ар</sub> начал уменьшаться, что привело к снижению конечной газоотдачи из залежи относительно прогнозных оценок в рамках модели I.

#### БЛОЧНАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Для описания общих закономерностей распределения давления в системе связанных между собой блоков были исследованы модели, состоящие из двух блоков, разделенных проницаемой перемычкой, с текущими давлениями  $p_1$  и  $p_2$ , с начальными  $p_0$ . При этом рассмотрен вариант, когда газ отбирается из блока 1 с дебитом Q, а по мере отбора из блока 2 в блок 1 происходит переток газа по закону фильтрации Дарси или по закону фильтрации с начальным градиентом давления. В первом случае для практических ситуаций  $\Delta p = p_2 - p_1$  прямо пропорционально площади и обратно пропорционально проницаемости перегородки. В тех случаях, когда фильтрация через перегородку происходит при  $v_r \neq 0$ ,  $\Delta p = p_2 - p_1 \approx \text{сonst} \approx v_r l$  (где l – толщина перегородки) при любой зависимости Q от времени, если  $v_r \geq 0,002$  МПа/м. Согласно экспериментальным данным, в большинстве случаев  $v_r >> 0,01$  МПа/м. Качественно аналогичные выводы получены и при исследовании сложных моделей, состоящих из трех и более блоков.

Следовательно, один из характерных признаков обсуждаемой модели – сохранение постоянной разности давлений между частями залежи при любых изменениях дебита.

В рамках блочной модели залежи процесс фильтрации газа между различными блоками в первом приближении можно описать уравнением

$$p_{i1}^2 - p_{i2}^2 = Aq_i + Bq_i^2,$$
 (7.172)  
 $q_i > 0$  при  $\frac{p_{i1} - p_{i2}}{\Delta L} > v_r,$ 

где  $Bq_i^2$  – слагаемое, отражающее перепад давления, при котором начинается фильтрация между блоками 1 и 2 с текущими давлениями  $p_{i1}$  и  $p_{i2}$ , разделенными между собой породами с начальным градиентом давления и протяженностью  $\Delta L$ .
Коэффициент А в уравнении (7.172) в первом приближении постоянен в процессе разработки.

Сопоставление оценок начального градиента давления по результатам исследования образцов керна Вынгапурского, Медвежьего и других месторождений, показывает, что между этими оценками  $v_r$  имеется соответствие лишь в том случае, если из одного блока в другой газ течет через породы с начальным градиентом давления на небольшом расстоянии (~1 м). Это указывает на то, что межблочные перетоки газа происходят в результате его вертикальной фильтрации из одного блока в другой, а не за счет движения газа по напластованию пород через участки с литологическим замещением коллектора.

Модель газовой залежи наиболее сходна с моделью низкопористой среды с высокопроницаемыми включениями — блоками. Между блоками практически нет соединяющих их высокопроницаемых пород, а внутри блоков распределение пород большой проницаемости определяет распределение пластового давления в процессе разработки. Гидродинамическое сопротивление нескольких таких блоков определяется параметрами разделяющей их низкопроницаемой среды. Газоотдача из залежей, отличающихся блочным строением, будет тем выше, чем больше этаж газоносности и чем меньше  $v_r\Delta L$  для пород, разделяющих залежь на пачки. Это обусловлено тем, что вероятность литологического замещения всех пачек пород в одной части залежи тем меньше, чем больше число пачек в залежи, а следовательно, возрастает вероятность межблочных перетоков газа в условиях, когда не все блоки вскрыты добывающими скважинами. Эти выводы качественно соответствуют опыту разработки газовых залежей.

Достоверно установить поле текущего пластового давления практически невозможно из-за наличия скачков давления на границах блоков. Поэгому оценка запасов газа методом падения давления с использованием традиционных схем определения  $\bar{p}_i$  содержит неконтролируемые погрешности, величины которых трудно оценить, так как они определяются неоднородностью залежи и ее текущим напряженным состоянием.

В рамках блочной модели целесообразно вычислять гарантированную (снизу) оценку дренируемых запасов газа через дренируемый объем залежи  $\tilde{V}_{\rm AP}$ . Гарантированную оценку  $\tilde{V}_{\rm AP}$  можно найти из соотношения

$$\widetilde{V}_{AP} = \sum_{i=1}^{N} \Delta Q / \left( \frac{p_1}{z_1} - \frac{p_2}{z_2} \right),$$
(7.173)

где  $\Delta Q$  — отбор газа из *i*-й скважины за период изменения в ней текущего пластового давления от  $p_1$  до  $p_2$ ; N — число скважин.

Остающиеся в залежи извлекаемые запасы газа (в предположении, что дренируемый объем остается неизменным) рассчитываются по формуле

$$Q_{3} = \widetilde{V}_{AP} \left( \frac{\widetilde{p}_{i}}{z_{i}} - \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} \right), \qquad (7.174)$$

где  $\tilde{p}_i$  – минимальное текущее пластовое давление в зоне отбора;  $p_{\kappa}$  – проектируемое давление на конец разработки.

Полные извлекаемые запасы газа будут

$$Q_{\rm ar0} = Q_{\rm ari} + \sum Q_i, \qquad (7.175)$$

721

где  $\Sigma Q_i$  — накопленная добыча к моменту оценки  $Q_{ari}$ .

Начальные потенциально извлекаемые запасы газа  $Q_{3r 0}^{*}$  устанавливаются так:

$$Q_{\rm ar 0}^{*} = V_{\rm max} \left( \frac{p_0}{z_0} - \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} \right), \tag{7.176}$$

где  $V_{\text{max}}$  — максимальная гарантированная оценка дренируемого объема залежи за истекший период разработки;  $p_0$  — начальное давление.

Оценка  $\tilde{V}_{ap}$  по формуле (7.173) базируется на предположении, что в пределах каждого блока залежи установилось динамическое равновесие, при котором темп падения давления в разных частях блока практически одинаков. Постепенное подключение ранее не дренированных частей залежи может происходить как за счет ограниченной фильтрационной проводимости каждого блока, так и в результате перетоков газа из непосредственно не разрабатываемых блоков в разрабатываемые. Таким образом, оценка  $\tilde{V}_{ap}$  по формуле (7.173) при разработке залежи на газовом режиме всегда будет минимальна, если учесть погрешности оценок отборов газа по скважинам и текущих пластовых давлений.

В рамках блочной модели с начала разработки в среднем будет фиксироваться рост  $V_{\rm дp}$ , а затем он стабилизуется или начнет снижаться вследствие деформации и возникновения новых блоков.

Оценки  $V_{\rm ap}$  могут систематически завышаться, если есть внедрение воды в залежь. Искажение оценки можно выявить исходя из того, что внедрение воды в залежь происходит скачками и неравномерно в разных ее частях. Искаженные оценки будут статистически аномальными для зависимости  $V_{\rm ap} = f(t)$ .

Результаты оценок дренируемого объема месторождения Медвежье показывают, что стабилизация дренируемого объема отмечена через 8 лет после начала разработки залежи, когда был введен практически весь фонд добывающих скважин. Однако и к настоящему времени дренируемый объем, определенный по наблюдениям за пластовым давлением в добывающих скважинах, примерно на 10 % меньше, чем гарантированная оценка V<sub>др</sub> по наблюдательным скважинам, расположенным вблизи зоны отбора. Это указывает на значительную неоднородность сеноманской залежи по всей площади месторождения Медвежье. Текущая оценка V<sub>лр</sub> даже по добывающим скважинам показывает, что потенциально извлекаемые запасы месторождения Медвежье, рассчитанные по формуле (7.176), как минимум в 1,3 раз превышают установленные по данным геологоразведочных работ, проведенных до начала разработки месторождения. Большинство залежей газа, а также нефти не являются гидродинамически едиными, и по своему строению им более адекватны блочные модели, что позволяет наметить некоторые пути повышения эффективности систем разработки газовых и особенно нефтегазовых залежей.

При блочном строении залежей можно реализовать различные системы разработки в разных частях залежи в зависимости от их геологического строения. При этом в первую очередь можно обеспечить эффективное применение систем внутриконтурного заводнения: в одни блоки осуществляется закачка воды, а из других — отбор газа. В этих случаях, как установлено экспериментально, можно обеспечить существенное повышение газо- и конденсатоотдачи, а также нефтеотдачи из нефтегазовых залежей. Лабораторные и промысловые эксперименты показали, что при закачке воды в газовую часть залежи за фронтом закачиваемой воды в большинстве случаев остается прорывная газонасыщенность, составляющая 30-40 % в пластах с наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В некоторых случаях фиксируется постепенное снижение газонасыщенности в обводненных зонах. При снижении давления в залежи в результате отбора газа четко фиксируется подток газа в зону отбора из обводненных частей, т.е. при снижении  $p_i$  связность газовой фазы восстанавливается. При одновременных отборе газа и закачке воды происходит избирательное послойное обводнение газовой части залежи по наиболее проницаемым пластам, прослеживающимся в зонах закачки воды и отбора газа.

При жестком вытеснении газа водой газоотдача в большинстве случаев не превышает 0,5. Однако если заводнение ведется с заранее заданным режимом падения давления, а отбор газа проводится из частей залежи, экранированных от зоны закачки породами с начальным градиентом давления при фильтрации газа, то достигается большая полнота вытеснения газа водой. При этом газ, защемленный за фронтом закачиваемой воды, приобретает подвижность и извлекается. При направленном внутриконтурном заводнении газоотдача практически всегда будет выше, чем при режиме истощения, так как в последнем случае больше влияние деформационных эффектов и фильтрационной неоднородности залежи.

# 7.12. РАННЕЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

В процессе разработки вследствие изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, а также при неравномерном распределении отборов газа по площади залежи газовые скважины могут преждевременно обводняться контурными, подошвенными и чуждыми водами. Неоднородность продуктивных отложений по толщине и неравномерность их дренирования по проницаемым и дренируемым прослоям (трещинам), пропласткам, пачкам также вызывают преждевременное обводнение скважин.

Преждевременное обводнение добывающих газовых скважин нарушает целостность газонасыщенного пласта, ухудшает условия работы промыслового оборудования, увеличивает объем защемленного газа в недрах, в результате снижает технико-экономические показатели разработки месторождения.

Необходимость внесения корректив в первоначальный проект разработки часто в значительной мере определяется характером обводнения скважин и пластов. При решении вопросов размещения скважин на газоносной площади и очередности ввода их в эксплуатацию необходимо учитывать продвижение контурных или подошвенных вод.

Следует отметить, что обводнение одной или нескольких скважин не должно менять представления о режиме разработки месторождения, поскольку обводнение скважин может произойти по наиболее проницаемым пропласткам, трещинам, в то время как основные запасы газа еще не охвачены процессом вытеснения водой.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с контурной или подошвенной водой показывает, что основным резервом повышения эффективности выработки газонасыщенного слоя является четкая организация и



Рис. 7.42. Зависимость изменения содержания метана (*a*), пентана (*б*), гексана (*в*) и углекислого газа (*г*) от времени. Скважины: 1 – 711; 2 – 106; 3 – 104; 4 – 113; 5 – 116; 6 – 178; 7 – 161

осуществление контроля, обеспечивающего своевременное и качественное проведение мероприятий по регулированию разработки.

Вопросы борьбы с обводнением скважин приобретают особое значение не только для старых газодобывающих районов, но и для некоторых месторождений, находящихся на ранней стадии разработки. Борьба с обводнением газовых скважин в настоящее время приобретает особое значение и для Оренбургского газоконденсатного месторождения.



Газоконденсатная залежь Оренбургского месторождения, как известно, приурочена к карбонатному массиву нижнепермско-каменноугольного возраста. В разрезе карбонатных отложений к настоящему времени установлено несколько газоконденсатных залежей. Основная промышленная эксплуатация месторождения началась в 1974 г. с суммарным отбором 15 млрд. м<sup>3</sup>/год. Как показывает анализ фактических данных, обводнение скважин началось отдельными очагами независимо от их расположения. По некоторым скважинам месторождения в отдельные периоды их эксплуатации отмечается стабилизация или даже снижение текущей обводненности продукции, что видимо, связано с различной по времени степенью участия продуктивных пластов в работе.

Наличие продуктивного горизонта большой толщины (несколько сотен метров), а также сложная конструкция забоя скважин и подъемника затрудняют контроль за процессом разработки месторождения. Поэтому предупреждение и ограничение обводнения скважин — одна из важнейших проблем разработки месторождения.

Однако чрезвычайная сложность процесса обводнения скважин, многообразие причин возникновения и путей водопритоков усугубляют решение указанной проблемы. В связи с этим разработка косвенных методов, позволяющих диагностировать преждевременное обводнение скважин, несомненно, имеет большое практическое и научное значение.

Как известно, изменение химического состава газовых залежей может происходить как в результате химических и бактериальных процессов, так и ввиду изменения условий фазового равновесия, скажем, при взаимном контакте с водой. Изучение закономерностей изменения физико-химических свойств воды и газа в результате их взаимного контакта необходимо при решении ряда вопросов разработки и эксплуатации месторождений газа.

Вопрос взаимного влияния газа и воды на изменение их физикохимических свойств изучался многими исследователями. Помимо соотношения растворимостей различных компонентов процесс будет также зависеть от отношения газа к количеству воды. Чем больше воды будет взаимодействовать с газом, тем значительнее будет изменение состава газа. При этом характер взаимодействия воды и газа, безусловно, тоже будет влиять на изменение состава газовой фазы.

В данном разделе рассматривается возможность диагностирования обводнения газовых скважин по результатам анализа газа. С этой целью были собраны и систематизированы данные хроматографических анализов газа по скважинам. Следует отметить, что для обработки были выбраны те скважины, из которых было отобрано не менее трех проб газа в процессе их эксплуатации.

Состав газа месторождения представлен в основном следующими компонентами:  $H_2S$ ;  $N_2$ ;  $CO_2$ ;  $C_1$ ;  $C_2$ ;  $C_3$ ;  $C_4$ ;  $C_5$ ;  $C_6$ . Были исследованы все компоненты, характеризующие состав газовой фазы в отдельности, т.е. исследован характер изменения отдельных компонентов до и после обводнения скважин. С этой целью построены зависимости изменения содержания отдельных компонентов в процессе эксплуатации для обводненных скв. 711, 106, 104, 113, 116, 178, 161. Анализ показал, что при приближении пластовой воды к скважине, т.е. при ее появлении, наибольшим изменениям подвержены в основном содержания следующих четырех компонентов:  $C_1$ ,  $C_5$ ,  $C_6$ ,  $CO_2$  (рис. 7.42). В большинстве случаев до обводнения скважин содержание  $C_6$ ,  $C_5$ ,  $CO_2$  увеличивается, при этом содержание метана уменьшается. Поэтому в качестве диагностирующих признаков использовались именно эти компоненты (признаки).

Однако судить о появлении воды «количественно», т.е. предупредить обводнение скважин по отдельным этим признакам, оказалось невозможно, хотя есть вероятность по ним предсказать обводнение «качественно». Поэтому необходимо было разработать методику для прогнозирования обводнения скважин, включающую все четыре признака.

Прогнозирование обводнения газовых скважин представляется возможным, в частности, при использовании методов классификации объектов. Как известно, одним из таких эффективных методов классификации является метод экспертных оценок, или так называемый метод ранговой классификации. Стати-



Рис. 7.43. Изменение функции классификации R в процессе эксплуатации скв. 104 (а) и скв. 161 (б)

стический анализ экспертных оценок относится к непараметрическим методам статистики и является одним из способов принятия решения при распознавании объектов на основе «коллективной интуиции». К достоинствам таких оценок относится то, что они позволяют выявить основные факторы и взаимосвязь между ними, установить относительную важность их, а также контролировать и оценивать будущие результаты.

Рассмотрим применение анализа экспертных оценок, проведенного по указанным признакам, для прогнозирования обводнения скважин. Сначала весь диапазон изменения каждого параметра разбивался на ряд интервалов (на пять) и каждому интервалу присваивалось определенное число рангов. Всем значениям признаков, попавшим в данный интервал, присваивалось значение ранга, соответствующее этому интервалу. Функция классификации *R* для каждого объекта определялась суммированием значений рангов по всем признакам, характеризующим данный объект.

Анализ экспертных оценок, проведенный по составу газа, позволил установить тот факт, что при значении R > 12 в скважине появляется вода, что подтвердилось по всем обводненным скважинам. В качестве примера на рис. 7.43 приводятся изменения R в процессе эксплуатации скв. 104, 161.

Следует отметить, что по характеру изменения R во времени можно приблизительно судить о начале обводнения. За некоторое время до обводнения скважин начинает существенно увеличиваться значение R (скв. 116 — за 12 мес R выросло от 7 до 13, скв. 711 — за 12 мес от 9 до 13, скв. 107 — за 5 мес от 10 до 16, скв. 113 — за 11 мес от 9 до 13, скв. 161 — за 20 мес от 10 до 14 и т.д.).

Данная методика позволяет прогнозировать надвигающееся обводнение скважин за 6-20 мин.

## 7.13. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАЧАЛА ИЗМЕНЕНИЙ ХАРАКТЕРА ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Осложнения, обусловленные интенсивным внедрением вод в разрабатываемые залежи, связаны главным образом с существенным снижением конечной газо- и конденсатоотдачи из-за защемления большого количества газоконденсатной смеси и ухудшением технико-экономических показателей разработки вследствие выбывания обводненных скважин из действующего фонда и осложнения условий эксплуатации. Поэтому регулирование этого процесса путем изменения системы отборов газа и переключения скважин требует своевременного и непрерывного контроля за продвижением пластовых вод.

В настоящее время о проявлении и продвижении этих вод судят в основном по увеличению выхода воды и ее солевому составу, т.е. по имеющемуся фактическому обводнению отдельных скважин. Однако для поддержания оптимального режима разработки, т.е. осуществления рациональных отборов газа, которые обеспечивают равномерное продвижение пластовых вод, необходимо заранее диагностировать и прогнозировать их продвижение до начала фактического проявления обводнения в отдельных скважинах или прорыва контура водоносности к скважинам последующего ряда.

Для решения этой задачи в качестве метода ранней диагностики предлагается использовать аппарат спектрального анализа. Данный подход позволяет на основе изучения взаимосвязи в частотной области между дебитами газа и конденсата судить о качественных изменениях, происходящих при разработке залежи.

Основными характеристиками спектрального анализа являются: спектральная и взаимоспектральная плотности S, которые для случайных процессов X(t) и Y(t), согласно теореме Винера – Хинчина представляются следующим образом:

$$S_{x}(f) = 4 \int_{0}^{\infty} R_{x}(\tau) \cos 2\pi f \tau d\tau, \qquad (7.177)$$

$$S_{y}(f) = 4 \int_{0}^{\infty} R_{y}(\tau) \cos 2\pi f \tau d\tau, \qquad (7.178)$$

$$S_{xy}(f) = 4 \int_{0}^{\infty} R_{xy}(\tau) \cos 2\pi f \tau d\tau + 4j \int_{0}^{\infty} R_{x}(\tau) \sin 2\pi f \tau d\tau.$$
(7.179)

Здесь  $R_x(\tau)$ ,  $R_y(\tau)$ ,  $R_{xy}(\tau)$  — автокорреляционные и взаимокорреляционные функции процессов X(t) и Y(t), определяющиеся равенствами

$$R_{x}(\tau) = \lim_{T \to \infty} \frac{1}{T} \int_{0}^{T} X(t) X(t-\tau) dt, \qquad (7.180)$$

$$R_{y}(\tau) = \lim_{T \to \infty} \frac{1}{T} \int_{0}^{T} Y(t) Y(t-\tau) dt, \qquad (7.181)$$

$$R_{y}(\tau) = \lim_{T \to \infty} \frac{1}{T} \int_{0}^{T} X(t) Y(t-\tau) dt, \qquad (7.182)$$

728

где T – время наблюдения за процессом (T = hN; h – интервал дискретности замеров; N – число замеров); f – частота ( $f = if_0 = i/T$ , i = 0, 1, ..., N - 1);  $\tau$  – время задержки; j – мнимая единица.

Введенные характеристики позволяют определить функцию связи для двух стационарных случайных функций X(t) и Y(t). Функция связи, или функция когерентности  $\gamma_{xy}^2(f)$ , является частотным аналогом нормированной корреляционной функции.

Функция когерентности позволяет определить ту часть спектра, в которой X(t) и Y(t) когерентны, т.е. ту область частот, в которой процессы, представленные функциями X(t) и Y(t), обмениваются информацией.

Когерентность двух функций определяется соотношением

$$\gamma_{xy}^{2}(f) = \frac{\left|S_{xy}(f)\right|^{2}}{S_{x}(f)S_{y}(f)}.$$
(7.183)

Описанный аппарат применен к анализу обводнения группы газоконденсатных скважин, входящих в УКПГ-15 газоконденсатного месторождения Западный Шатлык. Судя по динамике обводнения указанного участка с начала эксплуатации (рис. 7.44), в первые 54 мес отмечался равномерный процесс обводнения, сопровождавшийся постепенным продвижением контура водоносности. Начиная с 55-го мес, произошло резкое увеличение отбора попутной воды, вызванное прорывом языков обводнения к некоторым добывающим скважинам внутреннего ряда. В этот период наблюдается увеличение отбора воды с месячного уровня 6·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup> до 12,5·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>, т.е. более чем в 2 раза. При этом средний уровень добычи газа сохранился неизменным – 580·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/мес.



Рис. 7.44. Динамика обводнения УКПГ-15 в течение 76 мес с начала эксплуатации



Таблица 7.27

	Значение функции когерентности у <sup>2</sup> для серий расчета					
Частота	1	2	3	4	5	
0,05 0,10 0,15 0,20 0,25 0,30 0,35 0,40 0,45 0,50	0,342 0,269 1,000 0,364 0,791 1,000 1,000 1,000 1,000 1,000	0,324 0,768 0,761 1,000 0,618 1,000 0,685 1,000 0,645 1,000	$\begin{array}{c} 0,277\\ 0,786\\ 0,848\\ 0,305\\ 0,471\\ 1,000\\ 0,788\\ 1,000\\ 0,666\\ 0,833\\ \end{array}$	1,000 0,846 0,541 0,750 0,256 0,284 0,302 0,611 0,500 0,520	$\begin{array}{c} 1,000\\ 0,871\\ 0,685\\ 0,485\\ 1,000\\ 0,429\\ 0,869\\ 0,246\\ 0,501\\ 0,481\end{array}$	

Принята следующая схема расчетов. По имеющимся временным рядам V(t) и Q(t) дебита усредненной скважины по соотношениям (7.177)–(7.183) рассчитывались спектральные плотности  $S_V(f)$  и  $S_Q(f)$ , а также функция когерентности  $\gamma_{V,Q}^2(f)$  для первых 40 мес – точек, далее осуществлялся сдвиг на четыре временных интервала и т.д. Таким образом, выбранный отрезок анализа – 40 точек – «скользит» по всему временному интервалу эксплуатации данной группы скважин. При этом выполнено пять серий расчетов функции когерентности (табл. 7.27).

Графики изменения этой функции по верхним  $f_{\rm B} = 0,50$  и нижним  $f_{\rm H} = 0,05$ частотам в зависимости от порядкового номера *n* временного сдвига (рис. 7.45) показывают, что начиная с третьей серии расчетов функция связи на выделенных частотах испытывает резкие изменения: по нижней частоте возрастает, а по верхней — существенно убывает. Следовательно, уже за 4 мес до интенсивного прорыва воды по группе скважин, входящих в УКПГ-15 газоконденсатного месторождения Западный Шатлык, отмечались резкие изменения в их спектральных характеристиках.

Таким образом, наличие резких изменений в значениях функции когерентности, отражающей связь в частной области между отбором газа и конденсата по группе скважин, может служить ранним диагностическим критерием начала изменений в характере обводнения скважин.

### 7.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛА АКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД В ЗАЛЕЖЬ ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на истощение при упруговодонапорном режиме разработки важной проблемой является своевременное определение момента начала активного внедрения краевых вод в залежь.

Кроме традиционных методов контроля за продвижением воды по пласту на основе гидрохимического анализа продукции скважин и геофизических исследований, определять момент внедрения краевых вод в газовую часть месторождения можно на основе анализа текущих показателей разработки. Преимущество такого анализа — оперативное получение информации о состоянии пластовой системы на основе доступных, имеющихся на любом промысле данных. В некоторых случаях при этом внедрение воды можно зафиксировать раньше, чем обычными методами контроля. Зафиксировать момент начала активного внедрения воды в залежь можно, в частности, на основе анализа математической модели пластовой системы с привлечением аппарата теории катастроф.

Математическую модель истощения газового или газоконденсатного пласта можно выбрать не единственным образом в зависимости от того, какое явление необходимо исследовать.

При газовом режиме разработки ввиду линейности  $p_{n,r}/z$ -зависимости можно записать

$$\frac{\mathrm{d}\Sigma Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}(p_{\mathrm{un}}/z)} = C, \qquad (7.184)$$

где  $\Sigma Q_r$  – накопленная добыча газа; C – отрицательная постоянная.

При упруговодонапорном режиме зависимость  $p_{\pi\pi}/z$  нелинейна, поэтому уравнение (7.184) не будет иметь места. При активном внедрении в залежь краевых вод зависимость  $p_{\pi\pi}/z$  будет отклоняться от линии газового режима, и в этом случае в качестве динамического уравнения объекта будет

$$\frac{\mathrm{d}\Sigma Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}(p_{\mathrm{ux}}/z)} = f(\Sigma Q_{\mathrm{r}}), \qquad (7.185)$$

поскольку входной переменной, регулирующей разработку, является  $\Sigma Q_r$ . Примем, что  $f(\Sigma Q_r)$  является полиномиальной зависимостью. В этом случае динамическое уравнение пластовой системы можно записать в одной из следующих форм:

$$\frac{\mathrm{d}\sum Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}(p_{\mathrm{nn}}/z)} = A_{\mathrm{I}}\sum Q_{\mathrm{r}} + B_{\mathrm{I}}; \qquad (7.186)$$

$$\frac{d \sum Q_{\rm r}}{d(p_{\rm u,a}/z)} = A_2 \left( \sum Q_{\rm r} \right)^2 + B_2 \left( \sum Q_{\rm r} \right) + C_2; \tag{7.187}$$

$$\frac{d\sum Q_{\rm r}}{d(p_{\rm IDA}/z)} = A_3 \left(\sum Q_{\rm r}\right)^3 + B_3 \left(\sum Q_{\rm r}\right)^2 + C_3 \sum Q_{\rm r} + D_3, \tag{7.188}$$

где A<sub>i</sub>, B<sub>i</sub>, C<sub>i</sub>, D<sub>3</sub> – изменяющиеся в ходе разработки параметры.

Выбираемая для конкретных вычислений модель динамической системы должна давать возможность адекватно описывать процесс истощения залежи, определять моменты качественных изменений динамического равновесия (в нашем случае – из-за внедрения воды в газовую зону пласта) и не быть очень сложной для практических вычислений. Считая, что перечисленным условиям удовлетворяет уравнение (7.187) (обоснование его выбора дано ниже), покажем возможность определения на основе данной модели момента внедрения воды в залежь при упруговодонапорном режиме эксплуатации.

Применяя принцип описания градиентов систем, запишем уравнение (7.185) в виде

$$\frac{\mathrm{d}\Sigma Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}(p_{\mathrm{un}}/z)} = A_2 \left(\Sigma Q_{\mathrm{r}}\right)^2 + B_2 \left(\Sigma Q_{\mathrm{r}}\right) + C_2 = \frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}\Sigma Q_{\mathrm{r}}}, \qquad (7.189)$$

где V— потенциальная функция, управляющая поведением изучаемой системы, локальные минимумы которой соответствуют равновесным динамическим состояниям.

Вид функции V для уравнения (7.189) следующий:

$$V = \frac{1}{3}A_2 \left( \sum Q_r \right)^3 + \frac{1}{2}B_2 \left( \sum Q_r \right)^2 + C_2 \sum Q_r + D_2.$$
 (7.190)

Функцию V с помощью замены переменных можно свести к каноническому виду для катастрофы типа «складка». Число критических точек у V зависит от значений параметров  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$ , изменяющихся в процессе разработки. Качественное изменение развития рассматриваемой пластовой системы произойдет при таких значениях указанных параметров, при которых у V изменится число критических точек. Таким образом, условием катастрофы является

$$V' = V'' = 0 \tag{7.191}$$

или

$$\begin{cases} A_2 (\Sigma Q_r)^2 + B_2 (\Sigma Q_r) + C_2 = 0, \\ 2A_2 (\Sigma Q_r) + B_2 = 0. \end{cases}$$
(7.192)

Исключая из системы (7.192)  $\Sigma Q_r$ , получим условие катастрофы в виде

$$4A_2C_2 - B_2^2 = 0. (7.193)$$

Текущий контроль за разработкой заключается в определении по данным эксплуатации параметров  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$  и проверке условия (7.193). Его выполнение означает качественное изменение процесса истощения залежи, которое, в частности, может быть связано с активным внедрением краевых вод. Результаты, получаемые на основе описанного подхода, естественно, должны согласовываться с технологической обстановкой и условиями разработки месторождения.

В уравнении (7.189) используются только данные промысловой  $p_{nn}/z$ -зависимости. Это связано, с одной стороны, с желанием упростить расчеты и сам вид математической модели, а с другой – с тем, что все процессы, происходящие в пласте, находят свое отражение в той или иной степени в характере зависимости  $p_{nn}/z$  от  $\Sigma Q_r$ . В частности, для упруговодонапорного режима истощения газовых и газоконденсатных месторождений на определенном этапе разработки имеет место отклонение кривой этой зависимости вверх от линии газового режима. Поскольку в основном это отклонение обязано процессу активного внедрения воды в газовую область пластовой системы, по промысловой  $p_{\pi\pi}/z$ -зависимости можно фиксировать начало этого явления указанным способом.

Описанный метод был применен для определения моментов начала обводнения некоторых месторождений Краснодарского края, разрабатываемых при водонапорном режиме.

Сердноковское газоконденсатное месторождение. Показатели разработки, необходимые для расчетов по Сердюковскому ГКМ, приведены в табл. 7.28.

Для определения момента внедрения воды с помощью методов теории катастроф исходная зависимость  $p_{u\pi/z}$  была статистически продифференцирована. Полученные значения статистической производной  $d\Sigma Q_r/d(p_{u\pi/z})$  в зависимости от  $\Sigma Q_r$  представлены в табл. 7.29. Затем по первым трем значениям из этой таблицы методом наименьших квадратов определяли параметры  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$  уравнения (7.189) и вычисляли величину  $4A_2C_2 - B_2^2$ . Эту процедуру повторяли для следующих трех (со сдвигом на одну точку) значений и т.д. Результаты данных расчетов приведены в табл. 7.30, из которой видно, что момент катастрофы зарегистрирован (поскольку  $4A_2C_2 - B_2^2$  меняет знак, проходя через нулевое значение) при учете седьмой точки зависимости  $d\Sigma Q_r/d(p_{u\pi/z})$  от  $\Sigma Q_r$ , что соответствует значению  $\Sigma Q_r = 0.92$  млрд. м<sup>3</sup>. Этот момент разработки и фиксируется как начало внедрения воды в залежь Сердюковского ГКМ.

Таким образом, для данного месторождения предложенный метод позволяет осуществить раннее диагностирование момента внедрения воды в пласт, поскольку визуально отклонение  $p_{nn}/z$ -зависимости можно зафиксировать только при  $\Sigma Q_r = 1,3$  млрд. м<sup>3</sup>.

Оценим значение  $\Sigma Q_r$  с использованием параметров  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$ . Согласно табл. 7.30, для N = 5, 6 и 7  $A_2 = -4,311 \cdot 10^{-9} (\text{м}^3 \cdot \text{М}\Pi \text{a})^{-1}$ ,  $B_2 = 74,892 \cdot 10^{-1} \text{ M}\Pi \text{a}^{-1}$ . В момент катастрофы

	n	Результат чис дифференцир	ленного ования		n	Результат чис дифференцир	ленного ования
∑Q <sub>r</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	<u>Рпл</u> , z, МПа	$\Delta \frac{p_{\rm nn}}{z} / \Delta \Sigma Q_{\rm r},$ 10 <sup>-10</sup> ΜΠα/м <sup>3</sup>	ΣQ <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Σ.Q <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	<u>Рил</u> , z, МПа	$\Delta \frac{p_{_{\Pi Л}}}{z} / \Delta \Sigma Q_{_{\Pi}},$ 10 <sup>-10</sup> ΜΠα/м <sup>3</sup>	ΣQ <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>
0,034 0,089 0,232 0,331 0,416 0,528 0,707 0,727 0,900 1,004 0,064 0,185 1,279	29,10 28,60 28,57 27,80 27,80 27,81 27,48 27,28 26,94 26,94 26,63 26,28 26,02	$\begin{array}{r} -90,9\\ -2,1\\ -77,8\\ 0\\ +0,9\\ -18,4\\ -100\\ -19,7\\ -0,4\\ -45,0\\ -28,9\\ -27,7\end{array}$	$\begin{array}{c} 0,0615\\ 0,1605\\ 0,2815\\ 0,3735\\ 0,4720\\ 0,6175\\ 0,7170\\ 0,8135\\ 0,9520\\ 1,0340\\ 1,1245\\ 1,2320 \end{array}$	1,661 2,475 2,731 2,825 3,256 3,784 4,205 4,412 4,612 6,114 6,304 6,402 6,594	25,30 24,04 23,84 23,66 22,48 21,60 21,00 20,85 20,55 17,85 17,70 17,35 17,20	-18,9 -15,5 -7,8 -19,2 -27,4 -16,7 -14,3	1,4700 2,0680 2,6030 2,7780 3,0405 3,5200 3,9950

Таблица 7.28

Таблица 7.29

Номер точки	$\frac{\mathrm{d}\sum Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}\frac{p_{\mathrm{fl}\pi}}{z}},$ $10^{-7} \mathrm{m}^{3}/\mathrm{M\Pi a}$	$\sum Q_{\rm r}, \ 10^9 \ {\rm m}^3$	Номер точки	$\frac{d\sum Q_{r}/d\frac{p_{ILR}}{z}}{10^{-7} \text{ m}^{3}/\text{MHa}}$	$\sum Q_{\Gamma}$ , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>
1 2 3 4 5 6 7 8	-39,76 -50,31 -54,09 -56,09 -54,00 -44,26 -44,06 -46,04	0,2668 0,3889 0,4993 0,5935 0,7120 0,8258 0,9208 1,0228	9 10 11 12 13 14 15	-41,9 -55,32 -60,81 -67,14 -60,67 -55,92 -53,73	1,2110 1,5510 1,8638 2,0045 2,2553 2,7940 3,2988

Таблица 7.30

Номера точек зависимости $\frac{d\sum Q_{r}}{d(p_{nn}/z)}(\sum Q_{r}),$ взятых для расчета	A2, 10 <sup>-9</sup> (м <sup>3</sup> ·МПа) <sup>-1</sup>	<i>B</i> <sub>2</sub> , 10 <sup>-1</sup> ΜΠa <sup>-1</sup>	<i>C</i> <sub>2</sub> , 10 <sup>-7</sup> м <sup>3</sup> /МПа	Знак 4A <sub>2</sub> C <sub>2</sub> – B <sub>2</sub> <sup>2</sup>
1, 2, 3 2, 3, 4 3, 4, 5 4, 5, 6 5, 6, 7 6, 7, 8	2,186 0,584 1,727 3,003 -4,311 -0,917	-22,907 -8,636 -20,787 -37,676 74,892 15,506	5,766 -25,480 6,475 61,901 -369,021 -109,306	Минус « « Плюс «

$$y = \sum Q_r + \frac{1}{2} \frac{B_2}{A_2} = 0 \tag{7.194}$$

или

$$\Sigma Q_{\rm r} = -\frac{1}{2} \frac{B_2}{A_2} = 8,69 \cdot 10^8 \text{ м}^3 = 0,869 \text{ млрд. м}^3.$$

Обоснуем теперь вид модели (7.189), взятой в качестве расчетной. Если обозначить  $d\Sigma Q_r/d(p_{n\pi}/z)$  ( $\Sigma Q_r$ ) = W, а  $\Sigma Q_r$  = x, то уравнения (7.186)—(7.188) будут иметь вид

$$W = A_1 x + B_1, \ k = 1;$$
  

$$W = A_2 x^2 + B_2 x + C_2, \ k = 2;$$
  

$$W = A_3 x^3 + B_3 x^2 + C_3 x + D_3, \ k = 3$$
(7.195)

и т.д., где k — степень полинома.

По сути дела, мы хотим аппроксимировать полиномом имеющиеся промысловые данные W = f(x), что приемлемо для систем некоторых типов. Однако при этом не ясно, какую степень полинома принять, поскольку выбранная модель должна адекватно описывать исследуемый процесс.

Для формального обоснования модели дадим ретроспективно оценку вида уравнения регрессии для первых шести точек зависимости W = f(x). Для этого были подобраны методом наименьших квадратов параметры  $A_i$ ,  $B_i$ ,  $C_i$ ,  $D_3$  каждо-

го из трех уравнений (7.195) для первых шести точек зависимости W = f(x). Далее были определены дисперсии I каждой модели по этим же точкам:

$$I = \frac{1}{l-1} \sum_{i=1}^{l} \left( W_i - W_{_{\rm M}} \right)^2, \tag{7.196}$$

где l – число точек экспериментальной зависимости, по которым определяется дисперсия;  $W_i$ ,  $W_{\rm M}$  – соответственно экспериментальные значения и значения, полученные расчетным путем для конкретной модели.

Результаты расчетов сведены в табл. 7.31, из которой видно, что при переходе от уравнения регрессии  $W = A_2x^2 + B_2x + C_2$  к уравнению  $W = A_3x^3 + B_3x^2 + C_3x + D_3$  дисперсия уменьшается. Считая, что отклонения ( $W_i - W_M$ ) подчиняются нормальному закону распределения, определим, значимо или нет отличаются дисперсии в случае квадратичного и кубического уравнений регрессии при l = 6 на основе критерия Фишера. Исходя из данных табл. 7.31, составим *F*-отношение:

$$\vec{F} = 0,642/0,366 = 1,75.$$

Критическое значение *F*-статистики на уровне значимости  $\alpha = 0,05$  и для числа степеней свободы числителя и знаменателя  $m_1, m_2 = 6 - 1 = 5$  составляет  $F_{\alpha,m_1,m_2} = 5,05$ . Поскольку выборочное значение *F*-статистики меньше  $F_{\alpha,m_1,m_2}$ , то дисперсии моделей отличаются незначительно, и, таким образом, усложнения квадратического уравнения регрессии не нужно.

*Кущевское газоконденсатное месторождение*. Необходимые для расчетов показатели разработки Кущевского ГКМ приведены в табл. 7.32.

Число точек, по которым про- ведены расчеты	Степень полинома k	Дисперсия, 10 <sup>14</sup> (м <sup>3</sup> /МПа) <sup>2</sup>	Число точек, по которым про- ведены расчеты	Степень полинома k	Дисперсия, 10 <sup>14</sup> (м <sup>3</sup> /МПа) <sup>2</sup>
3	1 2 3	3,047 0,353·10 <sup>-7</sup> 0,442·10 <sup>-7</sup>	6	1 2 3	37,827 0,642 0,366
5	1 2 3	12,705 0,188 0,134	7	1 2 3	39,175 4,389 2,689

Таблица 7.31

Таблица 7.32

<i>р</i> пл, МПа	<i>р</i> <sub>пл</sub> /z, МПа	ΣQ <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Число об- водненных скважин	<i>р</i> <sub>пл</sub> , МПа	<i>р</i> <sub>ил</sub> ∕ <i>г</i> , МПа	ΣQ <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Число об- водненных скважин
14,98	18,6	_		11,67	13,8	6,548	4
14,64	18,0	0,523	-	11,36	13,4	8,179	10
14,10	17,2	1,182	- 1	11,06	12,9	10,054	11
13,55	16,6	2,098	-	10,72	12,4	12,054	14
12,93	15,5	3,507	—	8,86	10,0	14,789	11
12,30	14,9	4,973	3	8,20	9,2	16,432	8

Результаты статистического дифференцирования исходных промысловых данных представлены в табл. 7.33. Дальнейшие вычисления проводились аналогично. В результате для Кущевского ГКМ на основе данного метода момент начала активного внедрения воды в залежь (момент катастрофы) фиксируется при  $\Sigma Q_r = 7,438$  млрд. м<sup>3</sup> (согласно табл. 7.33).

Староминское газоконденсатное месторождение. Необходимые показатели разработки Староминского ГКМ приведены в табл. 7.34. Результаты статистического дифференцирования исходных данных приведены в табл. 7.35.

Номер точки	$\frac{\mathrm{d}\sum Q_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}(p_{\mathrm{nn}}/z)},$ $10^{10} \mathrm{m}^{3}/\mathrm{M}\mathrm{\Pi}\mathrm{a}$	∑Q <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Номера точек зависимости $\frac{d \sum Q_r}{d(p_{n,1}/2)} (\sum Q_r),$ взятых для расчета	Знак $4A_2C_2 - B_2^2$
1	-0,100	0,951	1, 2, 3	Минус
2	-0,128	1,828	2, 3, 4	*
3	-0,155	2,940	2, 4, 5	*
4	-0,174	4,281	4, 5, 6	Плюс
5	-0.196	5.802		
6	-0,283	7,438		

Таблица 7.33

Таблица 7.34

Год разработки	<i>р</i> <sub>ал</sub> , МПа	$\Sigma Q_{\rm r}$ , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Год разработки	<i>р</i> ал, МПа	ΣQ <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>
1-й	22,68	0,084	5-й	18,29	8,172
2-й	21,17	1,566	6-й	17,90	10,095
3-й	19,91	3,890	7-й	16,64	11,909
4-й	19,07	6,212	8-й	16,00	13,820

Таблица 7.35

Номер точки	$\frac{d\sum Q_r}{d(p_{n\pi}/z)},$ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /MIIa	∑Q <sub>г</sub> , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Номера точек зависимо- сти $\frac{d\sum Q_r}{d(p_{\pi\pi}/z)}(\sum Q_r)$ , взятых для расчета	Знак $4A_2C_2 - B_2^2$
1 2 3 4 5	-13,57 -17,88 -23,91 -29,12 -27,15	1,385 2,938 4,960 7,090 9,100	1, 2, 3 2, 3, 4 3, 4, 5	Минус * *

Таблица 7.36

Год, квартал	р <sub>пл</sub> , МПа	$\sum Q_{\rm r}$ , $10^6 {\rm m}^3$	Год, квартал	<i>р</i> вл, МПа	$\sum Q_{\rm r}$ , 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>
1978 I II IV 1979 I II III IV	21,6 21,2 20,7 20,1 19,4 18,8 18,1 17,4	390,5 444,5 490,5 538,5 587,1 634,5 681,2 724,1	1980 I II IV 1981 I II III IV	16,9 16,4 16,1 15,8 15,4 15,0 14,6 14,3	771,2 816,7 858,8 901,1 943,6 986,4 1023,5 1058,9

В приведенных расчетах по Староминскому ГКМ в качестве исходной используется не  $p_{un}/z$ -зависимость, а  $p_{un}(\Sigma Q_r)$ . При этом, как видно из табл. 7.35, катастрофы в начальный период разработки не наблюдается, т.е. согласно данной методике внедрение воды началось с самого начала разработки.

Для определения начала водопроявлений по отдельным скважинам газовых и газоконденсатных залежей можно применять методы теории катастроф, аппарат которой служит удобным средством анализа качественных нарушений нормальной работы объектов в период, непосредственно предшествующий возможному внедрению пластовых вод в пласт.

Покажем на примере анализа работы отдельных скважин **Вуктыльского** газоконденсатного месторождения (ВГКМ) возможность контроля за началом водопроявления на основе методов теории катастроф. Для анализа работы скважин была принята динамическая модель вида

$$\mathrm{d}\Sigma Q_{\mathrm{r}} / \mathrm{d}p_{\mathrm{ILT}} = A \left(\Sigma Q_{\mathrm{r}}\right)^{2} + B \left(\Sigma Q_{\mathrm{r}}\right)^{2} + C, \qquad (7.197)$$

т.е. обычно по скважинам месторождения ведется учет динамики пластовых давлений во времени и добычи по месяцам, кварталам и т.д.

Приведем результаты расчетов в последовательности, подробно описанной для трех скважин ВГКМ, по которым известны моменты появления пластовой воды в продукции, т.е. возможен ретроспективный анализ.

Необходимые данные для расчетов по скв. 137 ВГКМ приведены в табл. 7.36. В расчетах используются данные о накопленных отборах газа и динамике

Номер точки	$\frac{d\sum Q_{r}}{d(p_{\pi\pi}/z)},$ 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /MΠa	$\sum Q_{ m r}$ , 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	Номера точек зависимо- сти $\frac{d \sum Q_r}{d(p_{ил}/z)} (\sum Q_r)$ , взятых для расчета	Знак $4A_2C_2 - B_2^2$
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	-8,85 -7,75 -7,35 -7,01 -7,01 -7,56 -9,00 -10,96 -12,22 -12,13 -11,10 -11,10	490,15 539,15 586,18 632,73 679,23 725,90 770,20 813,80 858,15 901,3 943,75 986,15	1, 2, 3, 4 2, 3, 4, 5 3, 4, 5, 6 4, 5, 6, 7 5, 6, 7, 8 6, 7, 8, 9 7, 8, 9, 10	Плюс * * * * Минус

Таблица 7.37

Таблица 7.38

Номер скважины	Момент внедрения воды в приза- бойную зону скважин, определен- ный на основе применения методов теории катастроф	Момент появления пластовой воды в продукции скважин, зафиксированный на основе гидрохимического анализа проб
137	IV квартал 1980 г.	IV квартал 1981 г.
	при $\sum Q_{\Gamma} = 900$ млн. м <sup>3</sup>	при $\sum Q_{\Gamma} = 1060$ млн. м <sup>3</sup>
25	I квартал 1975 г.	II квартал 1976 г.
	при $\sum Q_r = 520$ млн. м <sup>3</sup>	при $\sum Q_r$ =793 млн. м <sup>3</sup>
167	II квартал 1980 г.	I квартал 1980 г.
	при $\sum Q_r = 320$ млн. м <sup>3</sup>	при $\sum Q_r = 290$ млн. м <sup>3</sup>

пластовых давлений по кварталам. Промысловая зависимость пластового давления от накопленных отборов для каждой из указанных скважин была статистически продифференцирована, т.е. были получены точечные значения зависимости  $d\sum Q_r/dp_{n,n}$  (табл. 7.37). Далее расчет проводился следующим образом. Для первых четырех (или трех) точек зависимости  $d\sum Q_r/dp_{n,n}$  ( $\sum Q_r$ ) методом наименьших квадратов определялись параметры  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $C_2$  уравнения (7.189) и вычислялся знак выражения  $4A_2C_2 - B_2^2$ . В данной последовательности расчет повторялся для следующих четырех (или трех) точек (со смещением на одну точку) и т.д., скользя по значениям зависимости  $d\sum Q_r/dp_{n,n}$  ( $\sum Q_r$ ). Результаты определения знака выражения  $4A_2C_2 - B_2^2$  также приведены в табл. 7.37.

При изменении знака выражения  $4A_2C_2 - B_2^2$  считается, что система (скважина) попадает в критическую область значений параметров и в ней происходит качественное изменение динамического равновесия, т.е. на данной скважине нарушается предыдущий нормальный режим работы, что может быть обусловлено началом внедрения воды в призабойную зону. Определенные таким образом моменты внедрения воды и частичного обводнения скв. 137, 25, 167 ВГКМ приведены в табл. 7.38. Как видно из этой таблицы, момент внедрения воды в призабойную зону скважины, определенный на основе применения методов теории катастроф, либо на год опережает, либо практически совпадает с моментом появления пластовой воды в продукции этой скважины, определенным на основе гидрохимического анализа проб.



# ПОВЫШЕНИЕ ГАЗО-И КОНДЕНСАТООТДАЧИ ВНУТРИКОНТУРНЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ

В современной стадии развития газовой промышленности эффективность использования ее сырьевой базы в значительной степени определяется достоверностью оценок запасов газа (а также других промышленно значимых компонентов) и прогноза режима их извлечения. Сложившаяся практика предусматривает:

оценку запасов газа объемным методом в процессе и по результатам геологоразведочных работ, а в некоторых случаях и по результатам разбуривания залежи в процессе ее разработки;

уточнение запасов газа методом падения давления на этапе опытнопромышленной эксплуатации и в процессе дальнейшей разработки месторождения;

прогноз основных показателей разработки на основе текущих оценок запасов газа, достигнутой продуктивности скважин и т.д.

При этом в расчетах не учитываются погрешности оценок запасов и продуктивности, а коэффициент газоотдачи принимается равным единице (или ограничивается с учетом планового давления забрасывания); вся залежь аппроксимируется газодинамически единой моделью на весь период разработки. Исключение составляют залежи, осложненные тектоническими нарушениями. В рамках такой газодинамической модели коэффициент газоотдачи не зависит от числа и расстановки добывающих скважин, а метод падения давления позволяет оценить начальные запасы газа в залежи.

Такая практика сложилась на основе опыта изучения залежей простого геологического строения и происходящих в них процессов фильтрации при извлечении газа. При этом показатели разработки сравнительно небольших месторождений в большинстве случаев прогнозируются удовлетворительно в начальных проектах разработки или корректируются при последующих работах. Фонд добывающих скважин обычно уточняется по данным опытнопромышленной эксплуатации в предположении, что текущие оценки запасов и продуктивности соответствуют фактическим.

Проведенные в последнее время исследования показали, что принятые в практике разработки представления о газовых залежах в процессах извлечения

газа являются весьма приближенными и обусловливают неоптимальное использование сырьевой базы. Это обусловлено следующим.

В основном запасы газа, определенные объемным методом, систематически занижены по отношению к фактическим не менее чем на 15 %. То обстоятельство, что погрешности оценки запасов газа объемным методом (а также и продуктивности скважин), как правило, не определяются, но являются весьма большими (в запасах в среднем не менее 30 %, в оценках продуктивности еще больше), не позволяет обосновать завершенность геологоразведочных работ и выбрать оптимальную систему разработки.

Принимаемые газодинамические модели залежей аналитических методов проектирования позволяют весьма приближенно прогнозировать показатели разработки из-за их несоответствия реальным объектам. В рамках этих моделей прогноз по существу определяется не потенциально извлекаемыми запасами газа, а текущими дренируемыми при принятой системе разработки. Фактические запасы газа остаются неизвестными, что не стимулирует создание более совершенных систем разработки, но всегда приводит к неучтенным потерям сырья, так как газоотдача реальных залежей практически не может быть равной единице.

Из факторов, обусловливающих необходимость и возможность совершенствования системы использования сырьевой базы, в настоящее время наиболее исследовано влияние газонасыщенных пород, в которых фильтрация газа происходит с начальным градиентом давления. Установлено, что такие породы не только содержат извлекаемые запасы газа, но и в большинстве случаев определяют газодинамическую связь между различными частями залежи. Газоотдача, а также некоторые технико-экономические показатели (время ввода ДКС, суммарная добыча газа в период постоянного отбора и т.д.) существенно зависят от системы разработки и в первую очередь от расстановки добывающих скважин и режима извлечения.

Проведенные оценки показали, что фактические коэффициенты конечной газоотдачи из таких месторождений, как Газли (горизонт IX), Вынгапуровское, Медвежье, Северо-Ставропольское, оказываются ниже проектных (при одних и тех же давлениях забрасывания) на 10–15 %; еще более значительные расхождения в расчетах коэффициента газоотдачи имеют место для залежей, сложенных карбонатными отложениями. Из последних наиболее исследовано Оренбургское месторождение.

Значительная доля газа при принятых системах разработки может быть добыта лишь в период падающей добычи. В этот период обычно добывается суммарное количество газа, существенно большее, чем планировалось в проектах разработки. Наглядным примером может служить история разработки Шебелинского месторождения.

Ограниченность использования фильтрационной модели обусловливает существенные недостатки применяемых систем разработки, базирующихся на ней. Основной из них — зоны и пропластки, запасы в которых плохо дренируются. В результате необходим преждевременный ввод ДКС.

Значимость ошибок в оценках начальных запасов газа объемным методом можно проиллюстрировать данными по сеноманской залежи Уренгойского месторождения. Уточненная оценка запасов (примерно в 1,5 раза больше) обусловила целесообразность существенного изменения плана добычи, для этих уточнений практически не потребовались дополнительные геологоразведочные работы, а лишь использование более совершенных методов исследования залежей с учетом их неоднородности. Уточненные представления о строении залежей и происходящих в них процессах при извлечении газа позволяют сделать следующие основные выводы.

Газовые залежи применительно к планированию системы извлечения целесообразно аппроксимировать блочной фильтрационной моделью, в которой разные части залежи — блоки разделены породами с начальным градиентом давления при фильтрации газа. Число и расположение блоков определяются как условиями осадконакопления, так и текущим пластовым давлением.

В силу блочного строения залежей система расстановки скважин должна приниматься с учетом вероятного конечного коэффициента газоотдачи; последний максимален, если добывающие скважины расположены во всех значимых по запасам блоках. В большинстве случаев суммарное число добывающих скважин в сходных геолого-промысловых условиях не увеличится по отношению к принятому в настоящее время, если обеспечить потенциальную продуктивность скважин. Большой опыт работ по восстановлению продуктивности скважин накоплен на месторождениях Газли, Оренбургское и др.

Метод падения давления целесообразно использовать лишь для оценки дренируемых запасов, потенциально извлекаемые запасы должны оцениваться объемным методом, а коэффициент газоотдачи должен обосновываться технико-экономическими расчетами.

Установленная блочность строения залежей обусловливает высокую перспективность применения на газонефтяных залежах систем разработки с поддержанием пластового давления внутриконтурной направленной закачкой воды. При этом заведомо не будет прорывов воды в добывающие скважины, если закачка воды и отбор газа ведутся в разных блоках.

## 8.1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время в СНГ все газовые и газоконденсатные месторождения разрабатываются на режиме истощения, что обусловливает:

низкие коэффициенты конденсатоотдачи из-за ретроградных потерь конденсата в пластах;

большие затраты на подготовку газа к дальнему транспорту из-за необходимости строительства ДКС;

ограниченность периода постоянной добычи газа.

Потери конденсата при газовом режиме разработки увеличиваются с ростом его начального содержания (более 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и плотности. При прочих равных условиях коэффициент конденсатоотдачи  $\eta_{\kappa}$  возрастает при увеличении различия между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации, а также при повышенных температурах в пластах. Однако и в наиболее благоприятных условиях в большинстве случаев  $\eta_{\kappa} \leq 60$  %. Проявление естественного упруговодонапорного режима при избирательном обводнении приводит к увеличению потерь конденсата.

Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме истощения обусловливает и другие недостатки. Остановимся на некоторых из них. Коэффициент газоотдачи при эксплуатации месторождений в режиме истощения существенно зависит от геологических особенностей месторождений и прежде всего от активности контурных вод, а также от экономико-географических факторов. Опыт эксплуатации газовых месторождений в США показывает, что средний коэффициент газоотдачи  $\eta_r$  при газовом режиме разработки равен 0,85. Следует отметить, что эти данные получены для мелких месторождений, расположенных вблизи потребителя, и поэтому они близки к предельным. Из факторов, влияющих на  $\eta_r$ , особенно следует отметить удаленность месторождения от потребителя, что обусловливает давление забрасывания.

В условиях проявления водонапорного режима коэффициент газоотдачи обычно понижается: есть данные, что минимальные значения его в гранулярных пластах могут составить около 0,45, т.е. быть на уровне доли активного газа ПХГ. В СНГ имеется ряд месторождений с активной водонапорной системой, в которых конечные значения  $\eta_r$  находятся на уровне 0,5 (некоторые месторождения Краснодарского края, Волгоградской области) или близки к нему. Вместе с тем есть месторождения, на которых при проявлении упруговодонапорного режима, судя по литературным данным, получены или планируются значения  $\eta_r$  на уровне 0,8 и выше. В пластах с вторичной пористостью, и прежде всего в трещиноватых,  $\eta_r$  в среднем ниже.

Однако приводимые в литературе высокие значения коэффициентов газоотдачи при проявлении водонапорного режима часто обусловлены тем, что расчет  $\eta_r$  проводят по отношению к промышленным запасам газа, рассчитанным объемным методом. Последние же, как показал специальный анализ 122 залежей, для которых запасы были с высокой надежностью определены по падению давления, систематически занижены примерно на 15 % по отношению к фактическим и характеризуются случайной погрешностью на уровне 30 %.

Анализ разработки газовых месторождений, эксплуатирующихся в условиях активного естественного упруговодонапорного режима, показывает, что основная причина снижения газоотдачи — нерегулируемое избирательное обводнение.

Разработка месторождений в режиме истощения обусловливает необходимость уменьшения темпа отбора газа при извлечении примерно 50 % начальных запасов. Длительность периода постоянной добычи и коэффициент газоотдачи определяются начальным пластовым давлением, продуктивностью скважин, запасами, темпом отбора газа, а также активностью водонапорной системы. В среднем на конец периода постоянной добычи коэффициент извлечения газа при газовом режиме практически не превышает 60 % геологических запасов Примерами могут служить данные по месторождениям Северогаза. Ставропольскому, Газли, Шебелинскому, Некрасовскому, Майкопскому, Джаркак, Карабаир, Северный Мубарек, Волгоградского и Астраханского Поволжья и другим и плановые показатели по месторождениям Уч-Кыр, Шахпатых, Урта-Булак, Кандым и др. Если учесть, что в период нарастающей добычи в ряде случаев извлекается примерно 10 % начальных запасов газа и более, то в период постоянной добычи газа даже при газовом режиме извлекается не более 50 % начальных запасов газа.

При проявлении активного водонапорного режима с нерегулируемым избирательным обводнением объем добычи при постоянном темпе отбора сокращается. Так, на Ленинградском месторождении в период постоянной добычи было извлечено примерно 40 % начальных запасов газа.

При проявлении естественного водонапорного режима практически невоз-

можен долгосрочный прогноз показателей разработки, что особенно недопустимо при эксплуатации крупных газоконденсатных месторождений. Так, например, по Ленинградскому месторождению согласно проекту разработки предполагалось сохранить до 1973 г. годовую добычу газа на уровне не менее 3 % начальных запасов газа, но в 1972 г. фактическая добыча была менее 1 %, а в 1973 г. — менее 0,5 %, т.е. соответственно в 3 и 6 раз ниже проектной. Следует отметить, что столь существенное расхождение обусловлено трудностями прогноза, а не случайными ошибками в проекте, который полностью соответствовал уровню развития теории эксплуатации газовых залежей на период его составления.

Таким образом, при проектировании классической системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истошения практически можно планировать режим постоянной добычи не более чем на nr = 50-60 % геологических запасов газа. Для уникальных и одиночных месторождений это обусловливает необходимость ориентироваться при технико-экономических расчетах на оценку максимальной годовой добычи в период постоянной добычи практически также лишь 50 % от геологических запасов газа, поскольку недозагрузка магистральных газопроводов большой протяженности в проектный срок их эксплуатации приведет к резкому повышению приведенных затрат на газ, добываемый из таких месторождений. В связи с этим, с одной стороны, возникает проблема доразработки месторождений на режиме падающей добычи; эта проблема будет особенно существенной для наиболее удаленных и крупных месторождений, с другой стороны, создаются объективные предпосылки к длительной консервации газа и установлению годовых отборов на уровне, не превышающем 3 % начальных. Такие отборы не всегда оптимальны и для получения высокого коэффициента газоотдачи.

Падение пластового давления в залежах в большинстве случаев вызывает снижение продуктивности скважин при рабочих депрессиях. Это приводит к необходимости вести большой объем дополнительного эксплуатационного бурения, что весьма сложно в труднодоступных районах. Опережающее эксплуатационное бурение не всегда оправдано в случае проявления активного водонапорного режима и при малой изученности эксплуатационных объектов, так как может привести к заложению скважин в зонах, отбор из которых будет затруднен при избирательном обводнении залежи. Одним из факторов, обусловливающих уменьшение продуктивности скважин, является уменьшение проницаемости пластов с падением давления, что наиболее существенно для пластов, проницаемость которых низка при начальном давлении. В пластах с глинистым цементом проницаемость может уменьшаться в 10 раз и более.

К важным факторам, обусловливающим снижение газоотдачи при разработке газовых месторождений на любом режиме, относится нелинейность фильтрации газа при малых градиентах давления, которая в предельном случае эквивалентна наличию начального градиента давления v. Иначе говоря, фильтрация происходит таким образом, что при градиентах давления, меньших по абсолютной величине, чем v, движение практически отсутствует. Проявление начального градиента давления при фильтрации неньютоновских нефтей в пластах, а также воды в глинистых породах и грунтах известно уже довольно давно. В последние годы была обнаружена нелинейность фильтрации не только воды, но и газа в глинистых породах, содержащих большое количество связанной (остаточной) воды. Эта вода, образуя с глинистыми частицами коллоидный раствор, перекрывает поровые каналы, увеличивая сопротивление фильтрации газа. С ростом градиента давления происходит перестройка коллоидных слоев около частиц глины, и скорость фильтрации возрастает непропорционально быстро, т.е. закон фильтрации имеет вид, характерный для псевдопластичных жидкостей. При большом количестве связанной воды возможно проявление начального градиента давления. Имеются промысловые наблюдения, подтверждающие наличие этого эффекта в реальных условиях разработки газовых месторождений и ПХГ. Например, продуктивный горизонт Х месторождения Газли состоит из отдельных пачек, разделенных прослоями глины. Пачка 6 отделена от пачек 1-5, составляющих единую гидродинамическую систему, слоем глинистых пород с минимальной толщиной 3 м. Газонасыщенность этого прослоя составляет около 20 %. Начальные пластовые давления составляли в 1-5-й пачках 8,2 МПа, в 6-й — 9,6 МПа. Пачка 1 интенсивно разрабатывалась, а пачка 6 была вскрыта лишь одной скважиной. При этом падение пластового давления в пачках 1—5 и 6 было одинаковым, хотя разность давлений сохранялась. Это заставляет предположить, что гидродинамическая связь между пачками установилась лишь после снижения давления в пачках 1-5 на некоторую величину, т.е. в прослое между ними фильтрация газа происходит с начальным градиентом, составляющим n·0,1 МПа/м.

Наличие начального градиента при фильтрации газа приводит к снижению как газо- и конденсатоотдачи, так и дебитов скважин вследствие образования застойных зон, иногда очень обширных, где газ неподвижен из-за недостаточного градиента давления. Влияние начального градиента давления в ходе разработки газовых и газоконденсатных месторождений осложняется тем, что начальный градиент в значительной степени зависит от водонасыщенности и эффективного давления, т.е. от разности между горным и внутрипоровым давлением. С ростом водонасыщенности начальный градиент давления при фильтрации газа через глинизированную породу значительно возрастает. Он отличен от нуля только при водонасыщенности больше некоторой предельной. Зависимость начального градиента от эффективного давления на образец показана на рис. 8.1, из которого видно, что с ростом эффективного давления начальный градиент увеличивается.

Отмеченные зависимости необходимо учитывать при оценке влияния режима разработки на газоотдачу в связи с нелинейностью закона фильтрации и начальным градиентом. Разработка месторождений в режиме истощения происходит при больших градиентах, чем в случае внутриконтурного заводнения, в связи с чем часть застойных зон по мере снижения пластового давления и рос-



Рис. 8.1. Зависимость начального градиента давления v от эффективного давления на образец озф

744

та градиента начинает дренироваться. Однако, с другой стороны, при снижении пластового давления возрастает эффективное давление, действующее на пласт, что, как уже отмечалось, приводит к росту начального градиента в малопроницаемых прослоях. Рост начального градиента для газа в ходе разработки может привести к тому, что малопроницаемые прослои превратятся в непроницаемые и будет отключаться и перестанет дренироваться часть коллектора.

Эффекты начального градиента можно проиллюстрировать на примере ПХГ, созданных в истощенных пластах, в которых активный газонасыщенный объем при давлении оказался существенно (в 2 раза) меньше начального и восстанавливался при увеличении пластового давления до величин, близких к начальному.

Наконец, при нерегулируемом или плохо регулируемом обводнении часть малопроницаемых прослоев может преждевременно обводниться и в них возникнет начальный градиент для газа. Такая опасность существует как при естественном, так и при искусственном обводнении и указывает на необходимость тщательного изучения разреза для контроля за разработкой.

Проявление естественного водонапорного режима при избирательном обводнении на фоне указанных явлений приводит к еще большему снижению коэффициента газоотдачи в результате образования недренируемых целиков газа по площади залежи, специальное разбуривание которых в большинстве случаев малоэффективно, так как вновь пробуренные скважины быстро обводняются. Последнее проявилось и при разработке месторождений Краснодарского края (например, Ленинградское месторождение).

Все это вызывает необходимость повышения эффективности системы эксплуатации газовых и особенно газоконденсатных месторождений.

В мировой практике при эксплуатации газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 25 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> наряду с эксплуатацией их на режиме истощения применяется сайклинг-процесс, позволяющий существенно повысить коэффициент конденсатоотдачи. Сайклинг-процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и при запасах газа от 10 млрд. м<sup>3</sup> и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации. Недостатки применения сайклинг-процесса широко известны, из них к основным относятся следующие:

большие капитальные вложения и необходимость создания специального оборудования при эксплуатации месторождений с высокими пластовыми давлениями;

большие эксплуатационные затраты;

понижение надежности промыслового оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции.

Однако принципиально поддержание пластового давления при эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей весьма целесообразно. Одним из приемлемых методов поддержания пластового давления можно считать закачку воды. Возможность задачки воды в газовые и газоконденсатные залежи многократно обсуждалась, но не была реализована на практике, так как результаты ранее выполненных лабораторных и промысловых исследований показывали, что вытеснение газа водой сопровождается интенсивным защемлением газа. При этом считалось, что коэффициент извлечения газа не превысит 50 %, т.е. будет примерно соответствовать реально достигаемым значениям нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при искусственном водонапорном режиме. При этом не учитывался ряд принципиально важных факторов, различающих механизмы вытеснения водой нефти и газа. Газ благодаря относительно малой вязкости в меньшей мере подвержен блокированию водой как в масштабе пор, так и макронеоднородностей пласта. В результате коэффициенты вытеснения и охвата при регулируемом заводнении должны быть значительно выше, чем для нефтяных залежей. Большая подвижность газа упрощает и проблему регулирования продвижения воды. Известно также, что при проявлении начального градиента фильтрации для воды даже в нефтяных пластах коэффициент отдачи возрастает. Это обстоятельство благоприятствует возможности контроля за распределением закачиваемой воды, которую можно селективно направлять в зоны газового пласта, заранее выбранные для заводнения.

Проведенные в последние годы экспериментальные, теоретические и в небольшом объеме промысловые исследования показали, что при искусственно регулируемом заводнении некрупных газовых и газоконденсатных залежей имеется принципиальная возможность обеспечить более высокие коэффициенты газо- и тем более конденсатоотдачи, чем при эксплуатации месторождений на режиме истощения, даже при газовом режиме за счет регулирования процесса заводнения.

# 8.2. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕХАНИЗМА ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ

В результате проведенных советскими и зарубежными учеными лабораторных исследований процесса вытеснения газа водой в пористых средах установлено, что в таких средах отсутствует поршневое вытеснение газа водой, при этом остаточная газонасыщенность может изменяться в широких пределах (15– 50 %).

Анализ работ по исследованию механизма вытеснения газа водой показал, что общепринятой точки зрения о количестве защемленного газа, основанной на убедительных экспериментальных данных, практически не существует. К наиболее качественным экспериментам можно отнести исследования, проведенные во ВНИИГазе А.Л. Хейном. Поэтому была выполнена специальная программа экспериментов по вытеснению газа водой в различных условиях методом физического моделирования.

Газо- и конденсатоотдача пластов зависят от множества природных и технологических факторов. Вследствие этого, а также ввиду недостаточной информации о неоднородности и фильтрационно-емкостных характеристиках пластов метод физического моделирования применялся в основном для того, чтобы исследовать влияние некоторых основных факторов на газоотдачу и распределение насыщенности в пласте при вытеснении газа водой.

Задача была сведена к исследованию влияния на процесс вытеснения газа водой трех безразмерных критериев подобия:

1) безразмерной скорости вытеснения ul/D<sup>2</sup>;

2) гидродинамического подобия структур пористых сред  $D^2/a^2$ ;

3) начальной водонасыщенности пласта S<sub>0</sub>,

где *u* – скорость вытеснения; *l* – характерный размер пласта; *D* – капилляропроводность (скорость капиллярной пропитки) исследуемого образца пористой среды;  $a = \left(\sigma \cos \theta \sqrt{\frac{k}{m}}\right) / \mu$ ;  $\sigma$  — поверхностное натяжение;  $\theta$  — угол смачивания;

k – проницаемость; m – пористость; µ – вязкость воды.

Параметры  $ul/D^2$  и  $D^2/a^2$  позволяют оценивать количественно соотношение сил, действующих в пласте, и детальнее, чем это делалось ранее, дифференцировать пористые среды по их структурным свойствам.

В опытах использовались линейные микрооднородные модели пласта из насыпных материалов (смесь кварцевого песка с маршаллитом). Газ вытесняли при поддержании постоянной скорости закачки и постоянного давления (17,5 или 20 МПа) в газовой зоне. Было установлено, что при фиксированном значении  $D^2/a^2$  и  $S_0 = 0$  коэффициент конечной газоотдачи  $\eta_r$  является немонотонной функцией  $ul/D^2$ , которая имеет очень пологий максимум при  $ul/D^2 \approx 5$  (рис. 8.2).

При поддержании оптимальных условий вытеснения  $(ul/D^2 \approx 5)$  в пористых средах с существенно различным гранулометрическим составом защемляется разное количество газа, так что предельная остаточная газонасыщенность  $\sigma_{ocr}$  изменяется в пределах 10—30 % объема пор, уменьшаясь с ростом  $D^2/a^2$  (рис. 8.3). Коэффициенты газоотдачи при  $S_0 \neq 0$  были ниже, чем при  $S_0 = 0$ , но общий характер зависимости газоотдачи от  $ul/D^2$  сохраняется.

Визуально было установлено, что остаточная газонасыщенность о<sub>ост</sub> существенно зависит от процессов, протекающих в зоне переходной насыщенности на фронте вытеснения. При определенных динамических условиях здесь наблюдается формирование целиков газа, которые в дальнейшем остаются неподвижными. Вследствие этого газонасыщенность за фронтом вытеснения возрастает. Несмотря на относительно небольшие размеры, целики газа явно выходят за пределы масштаба неоднородности пористой среды, поэтому образование целиков следует рассматривать как нарушение однородности потока по насыщенности.

Наблюдения за изменением эффективных фильтрационных сопротивлений при различных скоростях вытеснения позволили установить, что существуют две области динамических условий вытеснения, для которых конечная газоотдача должна быть ниже предельного значения, связанного со структурой пористой среды. В области низких скоростей вытеснения имеет место капиллярная



Рис. 8.2. Зависимость коэффициента конечной газоотдачи η<sub>r</sub> от *ul/D*<sup>2</sup>



Рис. 8.3. Зависимость остаточной газонасыщенности  $\sigma_{oct}$  от  $D^2/a^2$ 

дисперсия фронта, предопределяющая тенденцию к образованию целиков. При высоких скоростях вытеснения возникают условия для вязкостной дисперсии, что также обусловливает повышенное защемление газа в пористой среде. Условие  $ul/D^2 \approx 5$  соответствует оптимальному соотношению между капиллярными и вязкостными силами.

Зависимость полноты вытеснения от начальной водонасыщенности обусловлена, с одной стороны, тем, что капилляропроводность при  $S_0 \neq 0$ , как установлено экспериментально, выше, чем при  $S_0 = 0$ . С другой стороны, остаточная вода способна вызывать неоднородность пористой среды по насыщению в микромасштабе. Оба этих фактора интенсифицируют дисперсию вытесняемого газа, следствием чего является повышенная остаточная газонасыщенность.

Исследования подвижности газа в обводненной зоне пласта показали, что целики газа оказываются окруженными средой, практически не проводящей газ. Движению целиков газа препятствует капиллярное давление. При этом пористая среда, естественно, может содержать больше защемленного газа, чем это предопределяется стандартными функциями относительных проницаемостей.

В случае вытеснения газа водой в слоистых пластах при движении воды по напластованию конечная газоотдача уменьшается. Экспериментальное исследование этого процесса на моделях двухслойных пластов позволило установить, что механизм обводнения существенно зависит от динамических условий, а также от соотношения толщин и проницаемостей слоев. При больших значениях параметра  $\pi\sigma$ , определяющего соотношение градиентов капиллярного и приложенного давлений, наблюдается стабилизированное движение границы раздела газ — вода. При малых значениях  $\pi\sigma$  возникает тенденция к ускоренному продвижению воды по высокопроницаемому слою, что соответственно понижает коэффициент охвата пластов заводнением (рис. 8.4). Тенденция к селективному обводнению пластов проявляется тем значительней, чем меньшую относительную толщину имеет высокопроницаемый слой и чем больше различаются пропластки по проницаемости.

Результаты исследований механизма вытеснения газа водой и движения раздела газ — вода в неоднородных пластах дают основания полагать, что в каждом конкретном случае при высокой степени изученности геологического строения объекта эксплуатации существует принципиальная возможность выбора оптимального режима заводнения, обеспечивающего максимальную газоотдачу.

Для повышения газоотдачи пластов, подвергающихся заводнению, можно использовать упругую энергию остаточного газа. Защемленный газ сохраняет долю энергии, которая тем значительнее, чем выше остаточная газонасыщенность. Реализовать ее можно снижением пластового давления, что можно осуществить, например, по следующим вариантам.

1. Заводнение ведется по программе, предусматривающей непрерывное снижение пластового давления в газоконденсатной зоне. При этом можно рассчитывать на два эффекта. Во-первых, за счет снижения давления будут снижаться масса газа, защемляющегося на фронте вытеснения. Во-вторых, благодаря расширению остаточного газа в обводненной зоне последний может приобретать подвижность и перетекать через фронт воды. Оба эти фактора, очевидно, способствуют повышению конечной газоотдачи.

2. Программой заводнения предусматривается полное поддержание давления на первом этапе разработки, который заканчивается при сохранении в пределах газоконденсатной зоны «сухого поля». В дальнейшем залежь доразрабатывают на истощение.

Эффективность этих приемов исследована методом физического моделирования. В результате исследований было установлено существование некоторого абсолютного предела газонасыщенности пористых сред различного гранулометрического состава, при достижении которого подвижность защемленного газа резко возрастает. Отбор защемленного в пластах газа при снижении в них давления происходит тем быстрее, чем выше газонасыщенность пласта после его обводнения.

При экспериментальном исследовании газоотдачи заводняемых пластов в условиях непрерывного снижения давления давление на линии нагнетания изменялось по закону  $p_{\rm k} = 1/(1 + \omega r)$ , где  $\omega$  — параметр законтурной области, r — доля порового объема пласта, подвергшаяся обводнению.

В первой серии опытов вытеснение газа водой проводили с поддержанием постоянного перепада давления между линиями нагнетания и отбора, во второй серии на линии отбора задавали постоянный темп снижения давления. При этом установлено, что максимальное значение водонасыщенность имеет вблизи фронта вытеснения, а по мере удаления в сторону линии нагнетания она снижается. Эта форма S(x) во всем исследованном диапазоне  $\Delta p/p_0$  и  $\omega$  оказалась устойчивой, а максимальная водонасыщенность при этом оставалась постоянной (рис. 8.5). Для оценки состояния остаточного газа в зафронтовой зоне пла-



749

ста расчитывались динамики заводнения в предположении, что в этой зоне в каждый момент времени grad p = const. Расчеты показывают, что после обводнения некоторого участка пласта (при снижающемся давлении на линии нагнетания) давление в этом участке может либо расти, либо снижаться в зависимости от темпа снижения давления и его перепада. В первом случае газ за фронтом оказывается полностью защемленным, во втором — обладает подвижностью. В последнем случае можно рассчитывать на дополнительный прирост газоотдачи за счет фильтрации газа через фронт.

Согласно экспериментальным данным конечная газоотдача в широком диапазоне условий достигает значений, характерных для газового режима при одинаковых давлениях забрасывания. Эффект заводнения выражается в том, что та же масса газа отбирается из пласта при более высоком среднем пластовом давлении.

Большой интерес представляет повышение водонасыщенности на фронте. Несмотря на высокую водонасыщенность, этот участок оказывается способным пропускать газ, притекающий из глубины обводненной зоны. По-видимому, дисперсия газовой фазы на фронте не завершается полной потерей ее связности по той причине, что газонасыщенные каналы пористой среды «подпитываются» за счет расширения газа при  $p(t) < p_{\phi}$  и притока его из обводненной зоны, где  $p_{\phi}$  — давление в момент прохождения фронта воды через фиксированное сечение.

Второй вариант повышения газоотдачи при заводнении (способ «сухого поля») был исследован для условий линейного и радиального вытеснения.

Исследование линейного растекания воды после прекращения нагнетания позволило установить, что и в этом случае на фронте вытеснения происходит повышение водонасыщенности, которая затем постепенно снижается.

В двухмерной модели пласта создавали одно или несколько очагов обводнения, после чего переходили к отбору газа из модели, снижая давление равномерно во времени. Этими экспериментами было установлено, что очаги обводнения слабо влияют на связность газовой фазы вплоть до того момента, пока сохраняются замкнутые газовые каналы. Растекание воды замедляется по мере падения давления и практически заканчивается при определенной средней водонасыщенности в обводненной зоне *S*.

В результате исследований на двухмерной слоистой модели было установлено, что движение воды определяется в основном геометрией пласта и слабо зависит от схемы дренирования. При отборе газа из малопроницаемого слоя вода заполняла преимущественно высокопроницаемую зону, т.е. двигалась в противоположном направлении от «добывающих скважин».

Результаты исследований позволили прийти к выводу о том, что организация сплошного фронта вытеснения при реализации способа «сухого поля» необязательна. Обязательно сохранение связности газонасыщенных зон пласта в пределах дренируемых полей вплоть до полного истощения залежи.

Из физических закономерностей фильтрации газожидкостных систем при снижающемся давлении следует ожидать, что на этот процесс существенное влияние оказывает гравитационная сегрегация фаз. С целью оценки ее влияния были поставлены эксперименты по вытеснению газа водой и воды газом на одномерных однородных моделях пласта. Вытеснение газа водой исследовали при условии  $p_{\kappa} = 1/(1 + \omega r)$  и постоянном темпе снижения давления ло на линии отбора. Модель пласта располагали строго вертикально и воду подавали снизу.

Влияние гравитации на процесс проявлялось двояким образом. Гидростатический перепад давления  $\Delta \gamma h$ , непрерывно возрастающий по мере подъема контакта газ — вода, тормозит обводнение пласта. Сегрегация фаз в обводненной зоне существенно изменяет механизм фильтрации. Всплывание газа в диапазоне малых  $\omega$  и  $\pi\sigma$  принимает форму отдельных выбросов, приуроченных к моменту  $\Delta\gamma h = \Delta p_{\kappa}$ , когда происходит преодоление порового капиллярного давления. Более интенсивный, чем в горизонтальном пласте, вынос газа из обводненной зоны сказывается на фильтрационных сопротивлениях. По этой причине скорость продвижения фронта воды при  $\pi\alpha$  = const не стабилизируется, как в горизонтальном пласте, а непрерывно возрастает, но по абсолютной величине остается ниже, чем в горизонтальном пласте.

В гидрофильных неоднородных пластах проявляется еще одна особенность вытеснения газа водой — так называемые капиллярные концевые эффекты. Это явление заключается в том, что при совместной фильтрации газа и воды из малопроницаемой зоны в высокопроницаемую вода не проходит через разделяющую эти зоны границу, пока водонасыщенность не достигнет некоторого довольно высокого значения, соответствующего снижению капиллярного давления. Толщина зоны концевого эффекта при заданном перепаде давления обратно пропорциональна проницаемости малопроницаемого слоя и в случае достаточно низких проницаемостей может быть весьма значительной (десятки метров). Это явление частично и приводит к тому, что малопроницаемые прослои служат перегородкой, проводящей газ и не проводящей воду.

Таким образом, в результате лабораторных исследований удалось выяснить некоторые характерные особенности механизма вытеснения газа водой, позволяющие рассматривать практическую возможность регулирования процесса заводнения газоконденсатных залежей. Однако прямой перенос результатов лабораторных исследований на реальные объекты невозможен; они позволяют понять в большинстве случаев качественную сторону процессов вытеснения и дать предельные оценки остаточной газонасыщенности.

Механизм вытеснения газа водой в пластовых условиях был исследован по данным повторного каротажа. Известно, что по данным повторного нейтронного каротажа в благоприятных условиях можно оценивать изменения газонасыщенности пластов с погрешностью не более 5 %. Это делает каротаж эффективным при изучении процессов вытеснения в реальных пластовых условиях. Проведенные исследования подтвердили основные представления, полученные лабораторным путем, и позволили также выявить ряд особенностей, не фиксируемых по лабораторным данным.

Были использованы результаты многолетних наблюдений по данным повторного нейтронного каротажа за процессами вытеснения газа водой при эксплуатации месторождений Газли, Ленинградского и других, а также трех ПХГ. При этом в ряде случаев проводились специальные высокоточные измерения, позволяющие оценивать газонасыщенность пластов с погрешностью не более 3 %, а также были выполнены многократные контрольные измерения (каротаж), которые сопоставлялись с результатами промысловых исследований. В целом наиболее детально исследованы продуктивные пласты с пористостью 15 % и выше, проницаемостью от сотых долей микрометров квадратных и начальной газонасыщенностью пластов от 90 до 30 %.

На объектах подземного хранения газа были проведены исследования одних и тех же пластов (в разные циклы эксплуатации ПХГ) с различной начальной газонасыщенностью (от 50 до 72 %) к моменту начала вытеснения газа водой. Высокая частота и точность исследований обеспечили возможность контроля за процессами вытеснения в отдельных прослоях и в залежи в целом. Результаты исследований контролировали по балансу внедрившейся в залежь воды, используя сопоставление данных каротажа и результатов гидродинамических исследований. На ряде объектов исследования проводились с начала ввода их в эксплуатацию, что позволило изучить процессы вытеснения газа водой при различных градиентах давления между водонасыщенной и газонасыщенной частями залежи, а также при существенно различных темпах отбора газа. Скорости продвижения контурных вод изменялись практически от 0 до 500 м/год и более на газовых месторождениях, а на ПХГ — от 0 до 400 м/мес.

В результате сопоставления данных повторного нейтронного каротажа, гидродинамических исследований и промысловых наблюдений установлено, что процесс вытеснения газа водой зависит от градиента давления, при котором вода внедряется в газонасыщенную часть пласта, начальной газонасыщенности пласта, свойств вмещающих отложений, а также степени гидрофобизации поверхности пор газонасыщенных отложений. На рис. 8.6 показаны обобщенные кривые вытеснения газа водой из одиночных пластов, характеризующихся частичной гидрофобизацией поверхности пор. Процесс вытеснения газа водой можно описать следующим образом.

При малых градиентах давления (порядка  $10^{-4}$  МПа/м) на первом этапе идет постепенное, длительное замещение газа водой и газонасыщенность пласта уменьшается от начального  $\sigma_{\text{нач}}$  до некоторого критического  $\sigma_{\text{кр}}$  значения. Из пластов на этой стадии вытеснения добывается безводный газ. Величина  $\sigma_{\text{кр}}$  в пластах газовых месторождений в условиях, когда гидрофобизировано не более 50 % поверхности пор, составляет примерно 0,8 от величины  $\sigma_{\text{нач}}$ . С ростом гидрофобизации поверхности различие между  $\sigma_{\text{нач}}$  и  $\sigma_{\text{кр}}$  уменьшается, и наоборот.

Длительность первого этапа вытеснения зависит от фильтрационноемкостных свойств пластов, и в первую очередь от их относительной газонасыщенности  $\sigma/\sigma_{\rm kp}$ . При эксплуатации газовых месторождений с проницаемостью k > 1 мкм<sup>2</sup> и пористостью  $m \approx 30$  %, толщиной  $h \ge 2$  м,  $\sigma_{\rm Hav} \ge 80$  %,  $\sigma_{\rm kp} \ge 55$  %, залегающих непосредственно над текущим газоводяным контактом (ГВК), длительность этапа медленного роста водонасыщенности составляет примерно 0,5 года; в пластах с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) длительность этого этапа растет до года и более. В пластах ПХГ длительность этого этапа весьма коротка (примерно 1 мес), так как газонасыщенность пластов к моменту вытеснения в большинстве случаев несущественно превосходит  $\sigma_{\rm kp}$ .

На втором этапе вытеснения газа водой газонасыщенность пласта очень быстро понижается от  $\sigma_{\kappa p}$  до остаточной газонасыщенности  $\sigma_{oct}$  — значения газонасыщенности, которое не может быть понижено в результате вытеснения газа водой. Значения  $\sigma_{oct}$  изменяются от 10 до 20 %, и они тем выше, чем выше ФЕС пластов.



Рис. 8.6. Кривые вытеснения газа водой из одиночных пластов: 1, 2 – соответственно равномерное и прорывное вытеснение для пород с  $k > 10^{-8}$  м<sup>2</sup>; 3 – прорывное вытеснение для пород с  $k = 0,3 \cdot 10^{-8}$  м<sup>2</sup> Скачкообразный характер процесса вытеснения газа водой при малых градиентах давления обусловливает скачкообразный подъем ГВК, амплитуда скачков при этом определяется размерами зоны капиллярной пропитки.

При больших градиентах давления (примерно более 0,001 МПа/м) длительность первого этапа вытеснения меньше, чем при малых, а газонасыщенность пластов к концу этапа понижается на меньшую величину и превосходит  $\sigma_{\rm kp}$ . Длительность этого этапа и снижение газонасыщенности тем меньше, чем выше градиенты давления. При прочих равных условиях вытеснения длительность этого этапа тем меньше, чем выше ФЕС пластов. В пластах ПХГ, особенно при первых циклах эксплуатации, когда газонасыщенность пластов незначительно превышает  $\sigma_{\rm kp}$ , первый этап вытеснения практически не фиксируется.

На втором этапе газонасыщенность пласта скачком снижается до прорывной газонасыщенности, при которой фиксируется поступление газа и воды из пластов. На практике прорывное вытеснение имеет место лишь в пластах с высокими ФЕС; в пластах с проницаемостью менее 0,1 мкм<sup>2</sup> прорывное вытеснение авторы не зафиксировали ни на одном объекте. В таких пластах вследствие существенной неоднородности продуктивных отложений газ защемляется, а краевая вода обходит их по более проницаемым прослоям. Подошвенные воды обеспечивают более полное вытеснение газа водой, которое соответствует условиям фильтрации при малых градиентах давления. В пластах, где фиксируется прорывное вытеснение,  $\sigma_{npop}$  в большинстве случаев равно 30–40 %, т.е. примерно в 2 раза выше, чем  $\sigma_{ocr}$ . Чем выше гидрофобность пород, тем выше  $\sigma_{npop}$ (может превышать 60 %), т.е. в этих породах вытеснение газа водой происходит

На третьем этапе идет длительное, постепенное замещение газа водой с уменьшением газонасыщенности до остаточной. Длительность этого этапа зависит от ФЕС вмещающих пород и темпа отбора газа. При отсутствии перетока воды из обводненного пласта во вмещающие отложения, например в глины, в пластах сохраняется газонасыщенность, равная опров, в течение всего периода эксплуатации месторождения. Так, обводнение высокопроницаемых пластов горизонта IX с σ<sub>нач</sub> ≥ 80 %, которые залегают выше зоны ГВК в восточной части месторождения Газли, характеризующейся наибольшими по горизонту скоростями вторжения вод (до 250 м/год), сопровождалось вначале небольшим уменьшением газонасыщенности, а потом быстрым ее снижением до 30-40 %. Затем в большинстве случаев постепенно происходило дальнейшее понижение газонасыщенности до 15-20 %. В отдельных случаях газонасыщенность пластов, равная 30-40 %, в течение всего 4-летнего периода наблюдений не изменялась. В пластах с  $\sigma_{\text{нач}} = 60-70$  % при скорости внедрения контурных вод до 250 м/год газонасыщенность сначала понижалась до 40 %, а затем — до 15-20 %. В случае внедрения краевых вод подъем ГВК, начиная с какого-то времени, происходил монотонно.

Наличие первого этапа — небольшое постепенное уменьшение газонасыщенности пластов при малых и больших градиентах давления — обусловливает скачкообразный характер внедрения воды в газовые месторождения и задержку начала движения воды в начальной стадии эксплуатации месторождений, если газонасыщенность пластов выше  $\sigma_{\kappa p}$ . Последнее имеет место везде, кроме тектонически нарушенных залежей. Так, например, внедрение воды даже в переходную зону в пластах с наивысшими ФЕС в разрезе IX и X горизонтов месторождения Газли началось лишь в конце 1964 г., когда пластовое давление упало в IX горизонте более чем на 0,2 МПа по отношению к начальному, а по X горизонту, где ФЕС пластов несколько хуже, соответственно при падении давления более чем на 0.3 МПа. Переходная зона толшиной до 3 м обводнилась к концу 1965 г. К этому времени пластовые давления снизились в IX и X горизонтах соответственно на 0,4 и 0,7 МПа. Активное внедрение вод было зафиксировано в этих горизонтах при падении давления соответственно на 0,5 и 1 МПа. Изменение пластового давления в пьезометрических скважинах месторождения Газли также фиксирует неравномерное внедрение вод в продуктивные горизонты (рис. 8.7, 8.8).

Кривые p/z от суммарного отбора газа в дифференциальном виде по месторождениям с активным проявлением упруговодонапорного режима (месторождения Краснодарского края, Средней Азии и др.) указывают на некоторую скачкообразность внедрения вод в газовые залежи.

Аналогичные явления наблюдались и в лабораторных экспериментах, когда вытеснение газа водой задерживалось на некоторое время в начальный период нагнетания и когда задерживалось вторжение воды в малопроницаемые



Рис. 8.7. Изменение во времени суммарного отбора газа (1, 2), пластового давления (3, 4) и среднего давления на линии расположения законтурных пьезометрических скважин (5, 6): 1, 4, 6 – горизонт X, 2, 3, 5 – горизонт IX месторождения Газли

Рис. 8.8. Изменение давления в пьезометрических законтурных скважинах во времени на уровне ГВК: 1, 4, 6 – горизонт X, 2, 3, 5 – горизонт IX мес-

торождения Газли

зоны в слоистых пластах. Однако в лабораторных экспериментах это было связано с наличием границы раздела сред разной проницаемости. По-видимому, такое различие связано с тем, что лабораторное моделирование процесса вытеснения газа водой проводилось на гидрофильных породах, а в пластовых условиях породы газовых и особенно газоконденсатных месторождений частично гидрофобизированы. Различным состоянием поверхности пор, а также особенностями фильтрации при малых градиентах давления, которые не реализовывались при исследовании образцов горных пород, можно объяснить выявленные закономерности скачкообразного вытеснения газа водой.

Приведенные результаты наблюдений за вытеснением газа водой касались главным образом однородных пластов. Между тем, как правило, продуктивные разрезы неоднородны. Наиболее отчетливо проявляющимся типом неоднородности осадочных отложений является их слоистость. Если проницаемые пропластки разобщены непроницаемыми перемычками, то в них проявляются те же закономерности вытеснения, что и в однородных, одиночных пластах. Однако нередко пласты с разной проницаемостью, пористостью и другими свойствами гидродинамически связаны по толщине и должны рассматриваться как единая неоднородная толща. В таком случае возникает ряд особенностей при вытеснении газа водой, связанных с возможностью перетоков флюидов в пределах слоистой залежи между пластами, различающимися по ФЕС, в условиях, как правило, неравномерного перемещения фронта вытеснения. Перетоки в пластах вызываются пропиткой, концевыми эффектами и сегрегацией флюидов. Неравномерность перемещения фронта вытеснения и интенсивность перетоков определяются степенью различия ФЕС пластов, их толщиной и взаиморасположением, а также динамикой процессов вытеснения, зависящей от режима работы добывающих скважин. Эти особенности и делают возможной предлагаемую систему регулируемого заводнения.

По данным каротажа и промысловых измерений имеется возможность исследовать процессы вытеснения газа водой, контролируя изменения газонасыщенности пластов и пластового давления в различных частях неоднородного эксплуатационного объекта.

Данные каротажа позволяют оценить распределение газа в обводненных зонах и полноту вытеснения газа водой в зависимости от строения эксплуатационного горизонта и режима отбора газа. Анализ данных каротажа и результатов промысловых исследований был проведен по перечисленным ранее газовым месторождениям. При этом установлено следующее:

при прорыве контурных вод по напластованию пластов из обводненных зон после прохода фронта внедрившейся воды извлекается 30 % начальных запасов газа, ранее содержавшихся в этих зонах. При дальнейшем отборе газа из залежи из ранее обводненных зон газ частично поступает в зону отбора, что приводит к росту коэффициента газоотдачи из них, как это отмечалось и в лабораторных экспериментах. В исследованных объектах средние коэффициенты газоотдачи из обводненных зон после длительного отбора газа из залежи достигали в среднем примерно 50 %, при этом предельные коэффициенты газоотдачи (при обводнении всех пластов до  $\sigma_{oct}$ ) должны были быть не менее 70 %.

Наиболее полное вытеснение газа водой до оост происходит при внедрении подошвенных вод, а в случае внедрения краевых вод коэффициенты газоотдачи существенно растут, если в зонах обводнения продолжается форсированный отбор газа из вышележащих необводненных пластов. В последнем случае фиксируется обводнение практически до ост всех пластов, залегающих под прослоями с пониженными ФЕС, выше которых продолжается отбор газа.

Основной вывод состоит в том, что газ полнее извлекается из отложений, залегающих под прослоями с пониженными ФЕС. Эти прослои превращаются в полупроницаемые мембраны, которые пропускают вверх газ и не пропускают воду. Последнее, по-видимому, связано как с описанными ранее концевыми эффектами, так и с особенностями фильтрации воды через глинистые прослои — явлением начального градиента фильтрации. Обычно начальный градиент фильтрации для воды, а следовательно, и перепад давления, необходимый для прорыва воды через глинистую перемычку, по крайней мере на порядок превышает соответствующие величины для фильтрации газа.

Результаты наблюдений за вытеснением газа водой из ПХГ также свидетельствуют о влиянии прослоев с пониженной проницаемостью на вытеснение газа водой.

Большие перепады давления, а также гравитационные силы обеспечивают вытеснение газа из обводненных пластов, залегающих под низкопроницаемыми пластами, до уровня  $\sigma_{ocr}$ . Если свойства прослоев с пониженной проницаемостью изменяются, то фронт вытеснения газа водой становится негоризонтальным. Для достижения равных значений коэффициентов конечной газоотдачи допустимый темп отбора может быть выше из резервуаров, отличающихся слоистым строением, чем из резервуаров, сложенных однородными коллекторами с равной толщиной газонасыщения.

Наблюдения методами каротажа за обводненными пластами газовых месторождений и ПХГ показывают, что при падении пластового давления в обводненной зоне залежи газонасыщенность даже при  $\sigma_{ocr} = 0,5$  практически не растет вследствие образования газовых «каналов», по которым газ перетекает из обводненных пластов в зону повышенной газонасыщенности, из которой ведется отбор. Этот вывод в основном согласуется с результатами описанных лабораторных экспериментов.

Одна из возможностей повышения эффективности вытеснения газа водой — исследование неравновесных эффектов. Влияние неравновесных эффектов было изучено экспериментально.

Экспериментальная установка включала фильтрационную колонку, бомбу РVТ, гидравлический пресс, термостат, образцовые манометры и мерные емкости. В первом опыте моделировали неоднородный пласт, для чего фильтрационную колонку заполняли смесью кварцевого песка и бентонитовой глины (30 %), проницаемость при этом составила 0,04 мкм<sup>2</sup>. Колонку насыщали и термостатировали при 33 °C. В бомбе РVТ была приготовлена карбонизированная вода с газосодержанием 18 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения, определенное при 33 °С, составило 4,8 МПа. Систему выдерживали в течение 5 сут до полного набухания глин и продолжали фильтрацию карбонизированной воды при постоянном перепаде давления ( $p_{\rm BX} = 13~{\rm MIIa}, p_{\rm BMX} = 10~{\rm MIIa}$ ). Изменение расхода во времени показывает, что в исследуемом процессе происходит затухание фильтрации карбонизированной воды. Подобные эффекты происходят при фильтрации вязкоупругих систем типа растворов полимеров, высоковязких нефтей, газожидкостных систем в области давления насыщения в условиях, когда размеры частиц гетерогенной жидкости соизмеримы с размерами каналов пористой среды. В исследуемом случае этими частицами являются микрозародыши газа, существование которых возможно при растворении СО<sub>2</sub> в технической или водопроводной воде. Микрозародыши имеют размеры от 1.10<sup>-6</sup> до 1.10<sup>-3</sup> см, что сопоставимо с размерами каналов исследуемой пористой среды  $(2.4 \cdot 10^{-4} - 1.8 \cdot 10^{-3} \text{ cm}).$ 

Механизм подобных процессов для рассматриваемого случая можно изло-
жить следующим образом. Микрозародыши газа под действием деформации, которой они подвергаются при движении в поровом пространстве, постепенно запирают поры в узких местах. Таким образом, уменьшение фильтрационного расхода во времени связано с неравновесным процессом «поиска» мельчайшими частицами газа узких мест, где они запирают каналы порового пространства. Запирание происходит в течение некоторого характерного времени. Если фильтрационный поток прекращается, то микрозародыши начинают релаксировать, и по прошествии их времени релаксации жидкость возвращается к исходному равновесному состоянию. Для подтверждения этого была проведена периодическая фильтрация карбонизированной воды с различными по длительности перерывами.

Выявлено, что после остановки система возвращается к исходной и расход вновь возрастает. Очевидна зависимость приращения расхода от продолжительности остановки — при длительных остановках (11—12 ч) приращения большие, при коротких (1—3 ч) незначительные. Это связано с существованием времени релаксации микрозародышей газа в жидкости.

Согласно принятой схеме зависимость процесса восстановления расхода экспоненциальная, поэтому за несколько часов остановки полного восстановления расхода не происходит, и конечное состояние системы следует считать квазиравновесной.

Далее были проведены аналогичные эксперименты в однородной пористой среде, в качестве которой использовали кварцевый песок. Проницаемость модели составила 112 мкм<sup>2</sup>. Фильтрация карбонизированной воды ( $p_{\text{нас}} = 3,7$  МПа) осуществлялась с постоянным перепадом давления ( $p_{\text{вх}} = 9,5$  МПа,  $p_{\text{вых}} = 4,8$  МПа). При этих условиях можно заметить незначительное уменьшение расхода. Затем в предположении, что размеры микрозародышей в этом случае были в основном меньше размеров пор, была проведена фильтрация этой системы вблизи давления насыщения ( $p_{\text{вх}} = 6$  МПа;  $p_{\text{вых}} = 4$  МПа), где количество и размеры микрозародышей заметно увеличиваются. Здесь уже наблюдается явное уменьшение расхода и восстановление его после остановки.

Для оценки влияния газа, содержащегося в жидкости, на фильтрационный расход был проведен опыт по фильтрации отвакуумированной водопроводной воды, условия которого аналогичны предыдущим. Результаты опыта показали, что в этом случае уменьшения расхода не происходит, даже наоборот, среднее значение расхода в трех циклах несколько увеличивается.

Опыт на водопроводной воде показал, что затухание расхода карбонизированной воды в пористой среде при постоянном перепаде давления связано с наличием в жидкости микрозародышей углекислого газа.

Таким образом, при фильтрации карбонизированной воды в пласте может иметь место неравновесный процесс уменьшения приемистости скважин. С целью повышения приемистости рекомендуется проводить закачку карбонизированной воды циклически с периодическими остановками, достаточными для возвращения жидкости в исходное или квазиравновесное состояние.

### 8.3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВНУТРИКОНТУРНЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ

Предлагаемый для опытно-промышленного опробования способ внутриконтурного заводнения газовых и газоконденсатных месторождений предусматривает следующее. В разрезе залежи выделяется прослой-разделитель — пачка *II* с пониженными ФЕС относительно вмещающих отложений (рис. 8.9) и проводится закачка воды в нижнюю часть залежи — пачку *III*, под этот прослой. Газ отбирается из верхней части залежи — пачки *I*. Закачка воды в пачку *III* проводится одновременно с отбором газа из пачки *I*, при этом режимы нагнетания воды и отбора газа должны быть таковы, чтобы исключались прорывы воды в пачку *II*, т.е. пласты пачки *II* должны выдерживать градиент давления между обводняемой и газонасыщенной частями залежи по всей площади ее распространения и работать как полупроницаемая газонасыщенная мембрана, которая пропускает лишь газ.

Вытеснение газа из заводняемой части залежи (пачка *III*) до остаточной газонасыщенности (≤ 20 %) обеспечивается при соблюдении следующих условий.

Внутриконтурная закачка воды под прослои с пониженными ФЕС проводится в режиме, исключающем прорывы воды в пачку I. Отбор газа из пачки Iобеспечивает незначительное понижение пластового давления в пачке III относительно давления начала закачки воды. При этом весь газ будет поступать лишь в газонасыщенную часть пачки I, если в ней будет поддерживаться пластовое давление не выше минимального давления в законтурной части в процессе всего периода эксплуатации месторождения. Если закачка воды проводится с начала разработки месторождения, что наиболее целесообразно, то пластовое давление в пачках I и III не должно превышать начального во избежание потерь газа за счет его поступления в законтурную часть залежи. Закачка воды в пачку III прекращается после обводнения пачки II, что фиксируется по данным повторного нейтронного каротажа. Обводнение пачки II обусловит капиллярное поступление воды в пачку I, что вызовет уменьшение газонасыщенности до уровня критической в прилегающих к пачке II отложениях пачки I.

Дальнейшая эксплуатация месторождения должна продолжаться на режиме истощения (отбор газа из пачки I), если же пачку I можно разделить на три



Рис. 8.9. Схема эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений с внутриконтурным заводнением

пачки выделением в ней прослоев-разделителей, то закачку воды можно перенести в нижнюю часть пачки I и т.д.

Закачку воды в залежи можно проводить и не с начала эксплуатации месторождения, а при проявлении водонапорного режима. В последнем случае обязательное условие — отсутствие прорывов законтурной воды в пачку II до начала закачки воды в пачку III (см. рис. 8.9). Закачка воды при проявлении водонапорного режима позволяет остановить продвижение контурных вод по пачке I, если темпы закачки воды и отбора газа будут таковы, что обеспечит рост пластового давления в пачке I.

В общем случае закачка воды в пачку III:

активизирует продвижение контурных вод в пачку *III*, так как в обводненные пласты вода поступает при меньших градиентах давления, чем в газонасыщенные; это обусловливает целесообразность поддержания давления в пачке *III* ниже начального, позволяя уменьшить объем закачиваемой воды;

затормаживает продвижение воды в пачку I за счет уменьшения градиентов давления между законтурной и газонасыщенной частями залежи.

Дальнейшее внедрение воды в пачку I будет обеспечивать большую полноту вытеснения газа водой в тех частях пачки, в которых газонасыщенность понизилась по отношению к начальной в результате капиллярной пропитки (поступление воды из пачки II). В этих же частях уменьшиться количество конденсата, остающегося в пласте при падении давления, так как некоторое увеличение водонасыщенности ведет к повышению подвижности конденсата. В случае малого перетока воды в пачку I к концу обводнения пачек II и III в ней целесообразно повышение водонасыщенности всех наиболее высокопроницаемых пластов локальным заводнением пачки I в объеме, необходимом для снижения газонасыщенности слагающих ее пластов до критической. Возможность равномерного растекания воды доказана экспериментально.

Закачка воды по изложенному способу позволяет в запланированном режиме извлечь газ и конденсат из заводненного объема, используя пачку I в качестве буфера. Соответственно чем большая часть запасов газа извлекается в результате заводнения, тем на большую долю запасов газа можно долгосрочно планировать режим эксплуатации месторождения и точнее прогнозировать коэффициенты газо- и конденсатоотдачи.

Отбор газа из заводняемой части при практически постоянном пластовом давлении в пачке *I* обеспечивает возможность отбора газа постоянным числом добывающих скважин и не требует столь большого процента резервных, как при отборе газа на режиме истощения и при проявлении естественного водонапорного режима. Учитывая, что в рассматриваемом способе заводнение предусмотрено внутриконтурное и в нижнюю часть залежи, в ряде случаев нет необходимости бурения специальных нагнетательных скважин. В добывающей скважине можно установить пакер против пачки *II*, что позволит вести закачку воды через HKT, а отбор газа — по межтрубью (см. рис. 8.9). Такое использование скважин будет наиболее эффективно, если заводнение планируется заранее и пласты-разделители не перфорируются в добывающих скважинах.

Заводнению залежи должно предшествовать детальное изучение ее геологического строения, и в первую очередь оценка ФЕС слагающих ее продуктивных отложений. Разделами между пачками залежи служат пласты с низкими ФЕС, прослеживающиеся по всей площади распространения залежи или большой ее части. При этом специально выделяются прослои-разделители, выбрать которые можно практически на любом объекте, учитывая, что закономерности осадконакопления обусловливают слоистость отложений и уменьшение вертикальной (вкрест напластования) проницаемости пластов по отношению к горизонтальной (по напластованию) проницаемости одних и тех же отложений.

По результатам изучения ФЕС продуктивных отложений рассчитывают распределение запасов газа и конденсата по выделенным пачкам, оценивают продуктивность скважин в случае избирательного вскрытия каждой пачки. Далее проводят технико-экономические расчеты с целью определения вариантов оптимального объема суточной добычи газа и конденсата в зависимости от себестоимости добываемой продукции, а также длительности поддержания заданного темпа отбора и динамики его изменения в процессе эксплуатации месторождения. Полученные при этом данные служат исходными требованиями, на основе которых проводят гидродинамические расчеты с целью установления реализуемых темпов отбора в пределах оптимальных вариантов и динамики изменения темпа отбора при заданной граничной себестоимости добываемой продукции. При этом одновременно определяют следующие параметры для оптимального варианта эксплуатации: число добывающих скважин и средний дебит газа на скважину на каждый период эксплуатации, динамику изменения пластового давления и объем воды, поступающей в залежь.

Элементы изложенной схемы эксплуатации газовых месторождений были опробованы на месторождении Джаркак. К началу экспериментальных работ коэффициент извлечения составлял 0,5, пластовое давление снизилось от 9,2 до 4,3 МПа. Режим разработки упруговодонапорный. Продуктивные отложения (XII горизонт) представлены песчаниками и алевролитами с глинистым и известковистым цементом, пористость пластов изменяется в основном от 15 до 26 %. Обводнение пластов происходит избирательно по площади, а также по толщине.

Экспериментальные работы по заводнению были начаты в частично обводненных пяти сводовых скважинах, где была вскрыта лишь нижняя часть продуктивной толщи, залегающая ниже выделенного прослоя-разделителя. Исследование скважин на приемистость по воде показало, что прискважинная зона пластов существенно заглинизирована. Проведение работы по переосвоению скважин позволили значительно повысить приемистость пластов: при вскрытой толщине около 20 м средняя приемистость на 0,1 МПа репрессии составила примерно 10 м<sup>3</sup>/сут. С учетом низкого текущего пластового давления была предпринята попытка начать перепуск воды из водоносных горизонтов при репрессии на пласт ~ 3 МПа. Однако приемистость пластов быстро снизилась с нескольких сотен кубических метров в сутки на скважину до величин, не превышающих 100 м<sup>3</sup>/сут. Падение приемистости было обусловлено заиливанием прискважинной зоны мелким песком горизонта IX, из которого осуществлялся перепуск воды. Начальная низкая приемистость была обусловлена влиянием скин-эффекта. Без предварительной очистки прискважинной зоны пластов кислотными обработками и другими методами начальная приемистость скважин по воде была близка к нулю, хотя эти скважины более 10 лет использовались ранее как добывающие. Последнее, по-видимому, будет характерно и для скважин других газовых месторождений.

Измерения объема перетекающей воды осуществляли дебитомером, ее поступление в пласты контролировали по данным НГК. С целью проверки возможности заводнения при больших репрессиях были проведены кратковременные исследования агрегатами, которые показали, что при давлении на головке 3-4 МПа приемистость восстанавливается и достигает 700-1200 м<sup>3</sup>/сут в зависимости от свойств пластов и их вскрытой толщины. При этом прорывы воды через прослои-разделители отсутствовали. Для более длительных исследований были временно установлены буровые насосы с дизельным приводом. Проведенные в течение нескольких недель исследования подтвердили возможность закачки воды при давлении на головке 3-4 МПа без прорывов воды в верхнюю часть залежи. Затем скважины были вновь переведены на перепуск воды, так как временная насосная станция была непригодна для длительных работ. В общей сложности в нижнюю часть XII горизонта было закачано несколько сотен тысяч кубических метров воды.

Проведенные эксперименты показали, что предлагаемый способ заводнения технически может быть реализован при наличии стационарной насосной станции. Для месторождения Джаркак построена первая очередь насосной станции на закачку примерно 4000 м<sup>3</sup>/сут воды.

Возможность повышения конденсатоотдачи при поддержании давления в залежи в период закачки воды в пачку III (см. рис. 8.9) очевидна. Возможность же повышения конденсатоотдачи при отборе газа из пачки І в режиме истощения, когда пачки II и III обводнены, а в пачке I произощло понижение газонасыщенности до уровня критической, связана с тем, что вся жидкая фаза, включая конденсат, создающая насыщенность сверх 1 – окр. является подвижной. Для проверки этого положения было проведено избирательное кратковременное заводнение эксплуатационного горизонта XII в трех скважинах месторождения Газли. Начальное содержание конденсата в горизонте XII было на уровне 20 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, к моменту исследований пластовое давление снизилось примерно в 2 раза, соответственно выход конденсата уменьшился, а в пласте имело место незначительное выпадение конденсата. Заводнение скважин было проведено в режиме капиллярной пропитки с последующей продавкой воды в пласт. Контроль за динамикой заводнения был осуществлен по данным ядерной геофизики. Затем скважины были вновь освоены и исследованы на конденсатность. При этом установлено, что во всех случаях (на некоторых скважинах такие циклы исследований проводились несколько раз) имело место увеличение выхода конденсата. Ллительность периода повышенного выхода первысила 2 мес. В этот период фиксировалось постепенное понижение выхода конденсата до начального значения. Исследования состава конденсата, добываемого до и после частичного обводнения прискважинной части пластов, показали, что в период повышенного выхода конденсата его состав отличался от начального повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Проведенные на месторождении Газли исследования, а также анализ данных по повышению выхода конденсата перед обводнением скважин на месторождениях Краснодарского края показывают, что из верхней части залежи при реализации изложенной схемы произойдет повышенное по отношению к режиму истощения извлечение конденсата.

## 8.4. ПОВЫШЕНИЕ КОНДЕНСАТООТДАЧИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ОБРАТНАЯ ЗАКАЧКА ГАЗА В ЗОНУ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ

Известно несколько вариантов разработки нефтегазоконденсатных месторождений, из которых наиболее правильным с точки зрения разработки и охраны недр является метод с процессом рециркуляции газа в газоконденсатной части залежи. После извлечения основных запасов нефти и конденсата рециркуляция газа прекращается, и залежь разрабатывается как газовая.

Основной недостаток этого варианта — длительная консервация промышленных запасов газа и дополнительные капитальные вложения, связанные с организацией обратной закачки.

В целях рациональной разработки нефтяной оторочки в зону ее распространения осуществляется закачка предварительно осушенного газа. При этом может быть достигнута цель не только поддержания пластового давления на уровне точки росы, но и дополнительного извлечения легких углеводородов из нефти за счет их ретроградного растворения в газе высокого давления.

Экспериментальное моделирование подобного процесса проводилось на нефтегазоконденсатной системе с параметрами, близкими к пластовым, для горизонтов I и II месторождения Восточный Котуртепе. В этих горизонтах отношение запасов конденсатного газа и нефти составляет примерно 1000:1 (по объему), начальное пластовое давление – 30 МПа, температура – 70 °C.

Методика экспериментов заключалась в следующем. В бомбе высокого давления УГК-3 составлялась рекомбинированная проба нефти и газа в соотношении 1:1000, т.е. на 1 м<sup>3</sup> нефти загружалось 1000 м<sup>3</sup> газа (в эксперименте на 562 см<sup>3</sup> нефти – 559 л газа). Затем нефтегазовая смесь доводилась до 70 °С и 30 МПа. После установления термодинамического равновесия систему выдерживали в состоянии покоя в течение длительного времени - имитировался отбор газа из газоконденсатной части пласта. Газ с постоянной скоростью, равной 40 л/ч, выпускался из верхней части бомбы и, проходя сепаратор, где при давлении 5 МПа и температуре 20 °C от него отделялся конденсат, затем поступал в поршневой контейнер или компрессор КН-4, в котором доводился до давления 30 МПа, и через нижний вентиль бомбы закачивался в нефтяную часть пласта. После приведения системы в равновесие было рассчитано количество насыщенного пластового газа: оно оказалось равным 420 л; в нефти при 30 МПа и 70 °С растворилось 189 л газа. Определив выход конденсата из пластового газа (105 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), можно рассчитать потенциальное содержание его по всей массе пластового газа:  $0.420 \cdot 105 = 44$  см<sup>3</sup>.

Если бы газоконденсатная часть залежи разрабатывалась на истощение, то коэффициент извлечения конденсата по многочисленным экспериментальным данным составил бы около 50 %. Из приведенных данных видно, что осуществление рециркуляции сухого газа через нефтенасыщенные зоны позволяет увеличить извлечение конденсата более чем в 3 раза, но при этом необходимо осуществлять многократную прокачку, поэтому конкретную эффективность предлагаемого метода можно установить лишь на базе детальных техникоэкономических расчетов. Если принять за оптимальный вариант с полным циклом возврата отобранного из газоконденсатной залежи газа, то за весь этап рециркуляции будем иметь 100%-ное извлечение конденсата, при этом пластовое давление остается на уровне начального, и разработка нефтяной части пласта происходит без осложнений. В дальнейшем целесообразно эксплуатировать совместно газоконденсатную и нефтяную зоны на истощение, дополнительно извлеченный при этом конденсат также будет способствовать повышению эффективности процесса.

#### 8.5. ТЕРМОГРАВИТАЦИОННЫЕ ЭФФЕКТЫ В ПРОГНОЗЕ И ВЫБОРЕ МЕТОДА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На показатели разработки оказывают влияние природные факторы, определяющие термобарические условия поведения пластовых смесей, и выбор метода разработки газоконденсатных месторождений. К числу этих факторов следует относить приток тепла из недр – геотермический градиент, гравитационное поле Земли, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств в микро- и макромасштабах, силы взаимодействия с остаточными флюидами и породой пласта-коллектора – капиллярные силы и др.

Учет природных факторов становится принципиальным в вопросах разработки крупных нефтегазоконденсатных месторождений. В СНГ существуют месторождения природных углеводородов, обладающие рядом общих черт: большими размерами залежи по вертикали, высокими пластовыми давлениями, сложным составом пластовой смеси. Вследствие большой протяженности по вертикали компонентный состав в них существенно изменяется по разрезу залежи. К таким месторождениям относятся нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак в Прикаспийской впадине, Кокдумалак в Узбекистане и др. В пластах месторождений указанного типа флюид находится в термодинамическом состоянии, близком к предельно насыщенному. Поэтому снижение давления в газоконденсатной части залежи приводит к выпадению жидкого конденсата и потерям тяжелых фракций пластовой смеси.

Когда имеется достаточно хорошая гидродинамическая связь между пластами залежи по вертикали, весьма перспективным способом разработки таких месторождений является вертикальное вытеснение флюида, осуществляемое посредством закачки сухого газа в верхнюю часть залежи и отбора тяжелой пластовой смеси с ее подошвы. Такую схему разработки принято называть вертикальным сайклинг-процессом. В процессе разработки по этому способу пластовая газоконденсатная смесь передвигается в области со все более высокими давлениями и температурами, и, следовательно, ее термодинамическое состояние отдаляется от состояния предельного насыщения. Наконец, специфика изначального распределения углеводородов по глубине залежи определяется тем обстоятельством, что давление начальной конденсации пластовой смеси увеличивается с глубиной залегания. Это позволяет оптимизировать режим вертикального вытеснения: в каждый момент времени на подошве залежи поддерживается давление, равное давлению начала конденсации добываемой в этот момент смеси. Таким образом, давление, поддерживаемое в нижней части залежи, с течением времени может снижаться. Это дает экономию объема закачиваемого газа по сравнению с режимом поддержания постоянного давления на подошве залежи.

Преимущества данного способа разработки определяются особенностями естественных, природных распределений давления, температуры и концентрации легких и тяжелых углеводородов по глубине залежи. Реализация названного способа включает создание глобального нисходящего вертикального течения пластовой смеси во всем объеме залежи. Температурное поле такого течения будет определяться множеством факторов, влияющих на температуру флюида:

конвективным и кондуктивным переносом тепла;

дроссельным эффектом;

переходом потенциальной энергии поля силы тяжести в тепловую, т.е. гравитационным эффектом;

притоком тепла из недр Земли (геотермическим градиентом).

Рассмотрим детально совместное влияние этих факторов, которые в дальнейшем будем называть термогравитационными эффектами.

Уравнение энергии для вертикального нисходящего течения во всем объеме залежи можно представить в квазиодномерной форме:

$$C_{m}\frac{\partial T}{\partial t} + \rho\omega C_{p}\left(\frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon_{i}\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{g\alpha T}{C_{p}}\right) = S^{-1}\frac{\partial}{\partial x}(Sq_{T}) + q^{*}, \qquad (8.1)$$

где  $C_m$ ,  $C_p$  — изобарные теплоемкости насыщенной пористой среды и флюида соответственно; T — термодинамическая температура; t — время;  $\rho$  — плотность флюида;  $\omega$  — скорость фильтрации;  $\varepsilon$  — коэффициент дросселирования (Джоуля — Томсона); p — давление; S — площадь горизонтального сечения залежи, зависящая от координаты x; G — ускорение свободного падения;  $\alpha$  — коэффициент изобарного расширения;  $q_{\tau}$  — вертикальный тепловой поток;  $q^{\star}$  — мощность горизонтального притока тепла в расчете на единицу толщины залежи.

В скобках в левой части уравнения обозначены слагаемые, отвечающие конвективному переносу тепла, дроссельному и гравитационному эффектам соответственно. Два слагаемых в правой части соответствуют теплопроводности в направлении фильтрации и теплообмену с окружающими породами.

Известно, что конвективный перенос тепла является основным механизмом теплопереноса при фильтрации. Рассмотрим влияние остальных эффектов на температурное поле пласта.

Дроссельный эффект традиционно учитывается при расчетах процессов неизотермической фильтрации. Обычно газы и газовые смеси охлаждаются в процессе дросселирования. Особенность рассматриваемых здесь месторождений состоит в необычайно высоких пластовых давлениях. Поэтому коэффициент дросселирования пластовой газоконденсатной смеси, находящейся в однофазном состоянии, оказывается положительным (рис. 8.10). Кривая 1 построена для чистого метана. Кривая 2 аппроксимирует с погрешностью менее 10 % результаты расчетов для проб пластовой смеси месторождения Карачаганак. На обеих кривых имеется точка инверсии, где коэффициент дросселирования принимает нулевое значение. При переходе через отвечающее этой точке значение давления нагревание флюида в процессе дросселирования сменяется охлаждением. Отметим, что для чистого метана инверсионное давление составляет 51 МПа. Однако для карачаганакской смеси, содержащей около 70 % метана и 30 % более тяжелых углеводородов и неуглеводородных компонентов, это давление равно 46 МПа. Другие оценки, основанные на аппроксимации инверсионной кривой уравнением Миллера, дают еще более низкое значение – 41 МПа.

Таким образом, при высоких пластовых давлениях природные газоконденсатные смеси нагреваются в процессе дросселирования сквозь пористую среду. При разработке месторождений с поддержанием пластового давления эффект такого знака будет проявляться на всем пути фильтрации каждой выделенной массы газа, повышая ее температуру на 1,2 К (если принять  $\varepsilon_i = 0,2$  К/МПа и перепад давления  $\Delta p = 6$  МПа, тогда  $\Delta T_{\varepsilon} = \varepsilon_i \Delta p = 1,2$  К).

Нагревание флюида в диапазоне давлений от пластового до инверсионного



означает, что при работе скважины с забойным давлением выше инверсионного температура на забое оказывается выше геотермической. По-видимому, именно этот эффект наблюдается при термометрических исследованиях скважин месторождения Карачаганак на динамических режимах: практически все динамические термограммы смещены в сторону больших температур относительно статических (рис. 8.11). Поскольку на указанном месторождении измерения проводятся внутри колонны насосно-компрессорных труб, перекрывающих все интервалы притока, динамические термограммы получаются неинформативными. Предлагается способ оценки коэффициента дросселирования по данным такого рода. Оказывается, что введение колонны труб в скважину уменьшает температуру в нижнем интервале притока и увеличивает в верхнем. Тогда для интегрального, т.е. в диапазоне давлений от забойного до пластового, коэффициента дросселирования справедлива оценка:

$$\frac{\delta T_{\rm H}}{\Delta p} < \overline{\varepsilon}_i < \frac{\delta T_{\rm B}}{\Delta p}$$

То есть значение коэффициента дросселирования лежит в интервале между разностями динамических и статических температур для верхнего ( $\delta T_{\rm B}$ ) и нижнего ( $\delta T_{\rm H}$ ) интервалов притока, отнесенных к разнице между пластовым и забойным давлениями  $\Delta p$ . Для скв. 146, термограммы которой показаны на рис. 8.11, эта оценка дает  $\varepsilon_i = 0.08-0.16$  К/МПа, что по порядку величины сходится с расчетом инверсий.

Далее обратимся к роли *гравитационного эффекта*. Под гравитационным эффектом будем понимать нагревание флюида при его опускании в поле силы тяжести из-за перехода потенциальной энергии этого поля в тепловую. Этим эффектом обычно пренебрегают из-за его малости, однако для месторождений с большой толщиной залежи он вносит заметный вклад в изменения температуры. Так, для месторождения Карачаганак, как показывают оценки, вклад гравитационного эффекта в температурное поле оказывается равным 6,1 К (толщина залежи h = 1500 м,  $\alpha = 2,5 \cdot 10^{-3}$  K<sup>-1</sup>, T = 350 K,  $C_p = 2100$  Дж/(кг ·K), тогда  $\Delta T_q = g\alpha Th/C_p = 6,1$  K).

Таким образом, в рассматриваемых процессах гравитационный эффект оказывается мощнее дроссельного. Он достигает величин, которые при термометрических исследованиях пластов могут быть зафиксированы как значительные температурные аномалии.

Разумеется, отмеченные эффекты характерны в основном для месторождений с большими вертикальными размерами и локализованы в призабойных зонах. На значительных расстояниях от скважин эффекты будут скомпенсированы теплообменом с окружающими породами.

Влияние теплопроводности. Известно, что теплопроводностью в направлении фильтрационного потока можно пренебрегать по сравнению с конвективным переносом тепла. Влияние же горизонтального теплообмена с окружающими породами на среднюю по сечению температуру пренебрежимо мало, если горизонтальные размеры залежи значительны. Количественные оценки, проведенные по схеме Ловерье (допущение, что в вертикальном направлении теплопроводность равна среднему значению теплопроводности окружающих пород и намного превосходит теплопроводность в горизонтальном направлении) для месторождения Карачаганак с его температурами 341 К на кровле и 364 К в подошве, показывают, что это действительно так. Поэтому можно рассматривать уравнение теплопроводности для интересующих нас процессов без теплопроводных членов.

**Решение уравнения энергии** проводилось для начального условия, соответствующего линейному геотермическому распределению температуры в пласте. Граничное условие отвечало установлению на кровле залежи (при x = 0) температуры, равной температуре закачиваемого флюида. Теплофизические свойства флюида считались зависящими от начального положения частицы флюида. Давление задавалось функцией координаты и времени. В таких предположениях для этой краевой задачи было построено методом характеристик точное решение.

Решение имеет следующую структуру: от кровли к подошве пласта движется тепловой фронт со скоростью в десятки раз меньше гидродинамической скорости вытеснения. Выше фронта распределение температуры стационарно, она близка к сдвинутой и искаженной геотерме. Разность между решением и указанными близкими к нему величинами положительна и определяется дроссельным и гравитационными эффектами.

Природные факторы в рассматриваемых процессах, таким образом, приводят к увеличению температуры флюида. Следовательно, они способствуют

удержанию газоконденсатной смеси в однофазном газовом состоянии в течение всего срока разработки и повышению конденсатоотдачи пласта.

Вертикальный сайклинг-процесс в трещиновато-пористой залежи купольного типа. Данный раздел посвящен анализу динамики смешивающегося вытеснения в условиях природной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Такой анализ важен в связи с тем, что природная неоднородность среды может снизить эффективность сайклинг-процесса из-за возможных прорывов по трещинам нагнетаемого в пласт газа. Рассмотрим систему уравнений гидродинамики процесса. Здесь принято, что при вытеснении происходит одномерное вертикальное движение в трубке тока переменного сечения A(z):

$$\frac{\partial}{\partial T} \left[ \alpha_1 m_1 C_1 + \alpha_2 m_2 C_2 \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left\{ C_1 F + C_2 \left( 1 - F \right) - \frac{A(z) k_1 g \Delta \rho \varphi}{q \mu_1} \left( C_2 - C_1 \right)^2 \right\} = 0; \quad (8.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial T} \left( \alpha_2 m_2 C_2 \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left\{ C_2 \left( 1 - F \right) - \frac{A(z) k_1 g \Delta \rho \varphi}{q \mu_1} C_2 \left( C_2 - C_1 \right)^2 \right\} =$$

$$= (C_2 - C_1) \left\{ \frac{\Omega(1-F)}{AI_w} - + \frac{D_0 \Omega}{I_d^2 q} - \frac{k_1 \Delta \rho g \Omega \varphi}{I_g \mu_1 q} (C_2 C_1) \right\},$$
(8.3)

где  $C_i$  — объемная концентрация газа закачки (индекс 1 относится к трещинам, 2 – к блокам);  $k_i$ ,  $m_i$ ,  $\alpha_i$ , — проницаемость, пористость и трещинная пустотность соответственно;  $\mu$  — вязкость, рассчитываемая по формуле Кендалла;  $\varphi = f_1^2 / (f_1 + f_2)$ , где  $f_i$  — модифицированные «фазовые» проницаемости систем трещин и блоков;  $\rho$  — плотность; z — вертикальная координата; A(z) — площадь поперечного сечения залежи в вертикальном направлении.

Выведенные уравнения одномерного течения для трещиновато-пористой залежи купольного типа учитывают то обстоятельство, что по мере расширения купола залежи вниз увеличивается площадь поперечного сечения и уменьшается суммарная скорость фильтрации. Выталкивающая сила, действующая на легкий газ со стороны блоков, увеличивается и может оказаться больше внешнего градиента давления, что приводит к противотоку в системе трещин. Поэтому каждая частица закачиваемого газа будет совершать возвратнопоступательные движения вниз в блоке и вверх в трещине. Численные расчеты показывают, что при плоскопараллельном вертикальном вытеснении это может происходить при скоростях порядка  $10^{-8}$  м/с. Для вытеснения из трещиноватопористой залежи купольного типа этот эффект особенно ярко выражен, и наличие отрицательных скоростей в трещинах может иметь место уже при скоростях закачки порядка  $10^{-6}$  м/с. По мере вытеснения длина зоны смеси уменьшается, что приводит к увеличению углеводородоотдачи.

Процесс смешивающегося вытеснения из трещиновато-пористой залежи купольного типа характеризуется тем, что с увеличением скорости вытеснения уменьшается выталкивающая сила, а также диффузионный и гравитационный массообмен между блоками и трещинами, что приводит к уменьшению углеводородоотдачи как функции объема прокачки. Однако в масштабе реального времени количество вытесненного конденсата при увеличении скорости вытеснения возрастает. Конкуренция этих факторов приводит к существованию оптимального темпа закачки — добычи. Анализ показывает, что с увеличением скорости до прорыва объем добытого конденсата возрастает, а после прорыва убывает из-за уменьшения коэффициента охвата. Следовательно, существует оптимальный темп закачки. Это выражается в том, что кривые углеводородоотдачи имеют общую огибающую. При заданном времени разработки оптимальный темп определяется точкой касания к огибающей в точке конечного времени разработки.

Тем самым при вертикальном вытеснении из трещиновато-пористых пластов купольного типа природные гравитационные силы стабилизируют вытеснение, приближая его при малых скоростях к поршневому. Уменьшение темпов нагнетания и отбора приводит к повышению углеводородоотдачи, а увеличение пластового давления — к ее понижению.

Устойчивость термогравитационного равновесия до начала разработки. Вследствие притока тепла из недр Земли происходит уменьшение плотности пластовой смеси с глубиной. Гравитационные же силы, напротив, ведут к утяжелению смеси. Эффект конкуренции этих явлений определяет состояние смеси до начала разработки. Возникает вопрос: реализуются ли в залежи до начала разработки вихревые конвективные течения или смесь находится в состоянии механического равновесия?

Это необходимо знать для адекватного подсчета запасов, определения зон межфазных контактов, а тем самым и для выбора стратегии разработки. Действительно, ведь если интенсивности притока из недр оказывается достаточной, чтобы возбудить конвективные течения в залежи, то методики и оценки, основанные как на простейших соотношениях типа материального баланса, так и на предположении о стационарном распределении компонентов по вертикали до начала разработки, могут оказаться в принципе неверны.

Заключение о наличии в залежах нестационарных течений или термогравитационной сегрегации пластового флюида проводят на основе анализа конвективной устойчивости равновесия углеводородной смеси. Такой анализ дает прогнозные критерии устойчивости в виде явных аналитических формул, позволяющих осуществлять инженерную диагностику состояния пластовой смеси. Аналитическое описание становится возможным при двух предположениях: о линейном стационарном распределении температуры и концентрации по вертикали и линейной зависимости плотности смеси от этих величин.

Анализ конвективной устойчивости и вывод критериев проводятся следующим образом: рассматривается стационарное равновесное решение полной системы гидродинамики, на него накладывается малое нестационарное возмущение – затухать или развиваться со временем.

Существенно, что оказывается возможной реализация в пластовых условиях двух типов возмущений равновесия — монотонных и колебательных, отвечающих либо осцилляционному всплытию или осаждению элемента жидкого объема в окружающей его смеси.

При этом необходимо учитывать многокомпонентность флюида, поскольку градиент концентрации более легких компонентов противодействует дестабилизирующему равновесие геотермическому градиенту и способствует большей устойчивости равновесия углеводородной системы. Наряду с этим представляется важным вопрос о том, при каких условиях и как неоднородности коллектора (трещиновато-пористая структура и анизотропия), влияют на диагностику устойчивости термогравитационного равновесия в реальных залежах.

Для диагностики механического равновесия удобно использовать понятие критической проницаемости — то минимальное значение проницаемости среды,

начиная с которого происходит нарушение устойчивости равновесия насыщающей ее жидкости (газа). Иными словами, критическая проницаемость - величина, при превышении значения которой начинается конвекция. Таким образом, используя это понятие, по анализу керна можно однозначно заключить, реализуется ли в данной залежи конвекция (если проницаемость «по керну» больше критической) или, наоборот, имеет место механическое равновесие пластового флюида (если проницаемость «по керну» меньше критической).

Выражения для критических проницаемостей могут быть получены из аналитических критериев устойчивости, которые зависят от безразмерных чисел Рэлея. Диффузионное и тепловое числа Рэлея определяют соответственно соотношения между термической и концентрационной составляющими выталкивающей силы, а также факторами диссипации энергии (вязкость, теплопроводность и диффузия). Таким образом, критические проницаемости зависят как от соотношений между градиентами температуры и концентрации, так и от теплофизических параметров насыщающей пласт газоконденсатной смеси. Как оказывается, анизотропия коллектора не влияет на качественный вывод об устойчивости равновесия смеси в залежи, — этот вывод определяется исключительно теплофизическими параметрами и соотношением между градиентами концентрации и температуры. Однако неоднородность вмещающей среды влияет на величину критической проницаемости.

На рис. 8.12 показан качественный вид зависимости критических проницаемостей от равновесного градиента концентрации легкого компонента В. Области абсолютной устойчивости соответствуют значения К, отвечающие значе-



ниям *B*, расположенным от  $-\infty$  до точки *M*; при  $B \in [M; N]$  равновесие устойчиво относительно монотонных возмущений и неустойчиво относительно колебательных; при  $B \in [N; +\infty]$  равновесие неустойчиво относительно обоих типов возмущений. Точкам *M* и *N* при этом отвечают асимптотические значения критических градиентов концентрации. Как видно, в ряде случаев формулы для критических проницаемостей дают отрицательные значения. Это означает наличие столь сильной стратификации, что в данных пластовых условиях равновесие устойчиво при любых значениях геотермического градиента.

Асимптотические значения критических градиентов концентрации, определяющих порог стратификации в случае, когда кинетические эффекты малы, определяются выражениями

$$B_{\rm M} = -\frac{D}{\lambda} \cdot \frac{\rho_0 C_{\mu} \beta_T A}{\beta_C}; \tag{8.4}$$

$$B_{\kappa} = -\frac{m}{C_m} \cdot \frac{\rho_0 C_p \beta_T A}{\beta_C}, \qquad (8.5)$$

где  $B_{\rm M}$  и  $B_{\rm K}$  – равновесные градиенты концентрации относительно монотонных и колебательных возмущений; D – коэффициент фильтрационно-конвективной диффузии;  $\lambda$  – эффективная теплопроводность системы жидкость – пористая среда;  $\rho_0$  – характерная плотность смеси, определяемая при постоянных значениях температуры  $T_0$ , концентрации  $C_0$  и давления  $p_0$ ;  $\beta_T$ ,  $\beta_C$  – коэффициенты температурного и концентрационного расширения; A – равновесный градиент температуры; m – пористость.

Из приведенной на рис. 8.13 зависимости критических градиентов концен-



770

трации от общего теплофизического комплекса видно, что для всех флюидов неустойчивость равновесия относительно колебательных возмущений является наиболее «опасной».

Видно, что в реальных пластовых условиях динамика изменения критических градиентов в зависимости от свойств насыщающего пористую среду флюида не отвечает интуитивным физическим представлениям: последние диктуют, что равновесие должно нарушаться прежде всего для газов, затем для воды и потом для нефтей. Однако реально не происходит упорядочения критических градиентов ни по вязкостям, ни по плотностям в силу немонотонного изменения изобарной теплоемкости и коэффициента температурного расширения (так, например, равновесие оказывается более устойчивым для газоконденсатной смеси, чем для газа). Это означает, что в задаче диагностики равновесия в реальных пластовых условиях и сравнительного анализа устойчивости для различных групп флюидов не удается руководствоваться простой физической интуицией. Даже для простых флюидных систем это может привести к принципиально неверным выводам.

Были приведены расчеты критических проницаемостей для условий месторождения Карачаганак. Тот факт, что критические проницаемости и для монотонных, и для колебательных возмущений оказываются отрицательными, свидетельствует об устойчивости термогравитационного равновесия пластовой смеси для условий этого месторождения. Однако оказывается, что выводы об устойчивости или неустойчивости смеси весьма «чувствительны» к изменениям двух параметров – коэффициентов изобарной теплоемкости  $C_p$  и изотермической сжимаемости  $\beta_T$ . Увеличение  $C_p$  на 10 %, а  $\beta_T$  – на порядок приводит к неустойчивости равновесия относительно колебательных возмущений, так как соответствующая критическая проницаемость оказывается положительной и составляет величину порядка 0,01·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, на основе системы оценок устойчивости термогравитационного равновесия появляется возможность определить, для каких условий возможно использовать методики прогноза состава по глубине, основанные на гипотезе стационарного статического распределения углеводородов, а для каких этот подход оказывается неприемлемым.

Проведенные исследования показали следующее:

учет и использование факторов, определяющих термобарические условия поведения пластовых смесей в газоконденсатных месторождениях, имеет принципиальное значение для разработки;

пренебрежение дроссельным и гравитационным эффектами приводит к существенным ошибкам при анализе термодинамики вертикальных фильтрационных течений в залежах большой толщины;

исследование инверсионных особенностей коэффициента дросселирования позволяет более адекватно подходить к вопросам термометрии и интерпретации термограмм;

вероятно, существовуют колебательные режимы течения флюидов за счет конкуренции выталкивающей силы и внешнего градиента давления в условиях вертикального сайклинг-процесса в куполообразных залежах, приуроченных к трещиновато-пористым коллекторам;

для адекватного прогноза распределения компонентов по вертикали и определения зон межфазных контактов необходим прогноз устойчивости термогравитационного равновесия углеводородных смесей; для этого предложена система аналитических оценок устойчивости равновесия.



## ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ

Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности требует привлечения широкого комплекса физических и физико-химических методов воздействия в различных технологических процессах. Основные физические методы воздействия связаны с применением электромагнитных, электрических, ультразвуковых и барометрических полей.

Многообразны примеры эффективного применения электромагнитных полей в различных отраслях промышленности. Надо заметить, что в настоящее время при наличии некоторых гипотез нет универсальной теоретической модели, удовлетворительно обобщающей накопившийся огромный экспериментальный материал по магнитной обработке диамагнитных диэлектрических жидкостей. Причина – чрезвычайная сложность процесса магнитной обработки, в частности, неустойчивость, противоречивость экспериментальных результатов, неконтролируемость многих определяющих факторов. Эффективность магнитной обработки, например, воды в определенной степени зависит даже от солнечной активности. По теории Чижевского многие земные процессы физического, гидродинамического и биологического характера заметно коррелируются с активностью магнитных бурь Солнца.

Имеются примеры успешного применения магнитного воздействия и в добыче нефти. Установлено, что воздействие электромагнитного поля способствует существенному уменьшению парафиновых отложений. С успехом применяются магнитные вставки для предотвращения солеотложения в эксплуатационных трубах. Появилась возможность использования пластовых вод для технических нужд после магнитной обработки. В последнее время установлено, что воздействие соответствующих электромагнитных полей может привести к существенному уменьшению гидравлического сопротивления при течении асфальтено-смолистых нефтей.

Имеются теоретические и экспериментальные предпосылки возможности повышения сепарационной способности газоконденсатных систем под воздействием различных электромагнитных полей. Такая возможность открыла бы каче-

ственно новую перспективу повышения эффективности, рентабельности газосепарационных установок, так как магнитные установки недорогостоящие, не требуют сколько-нибудь значительных затрат энергии и просты в практическом обслуживании. Проведенный экономический расчет показал, что даже 1%-ное повышение выхода конденсата полностью оправдывает затраты на магнитную обработку.

## 9.1. НЕКОТОРЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ВЛИЯНИИ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ СИСТЕМЫ

Магнитные и электрические свойства углеводородных систем. Известно, что вещества делятся на диа-, пара- и ферромагнетики. К диамагнетикам относятся все вещества, у которых атомы при отсутствии внешнего магнитного поля не имеют магнитного момента. При внесении же в магнитное поле возникает Ларморова процессия электронных оболочек атомов, благодаря чему диамагнитный атом приобретает некоторый магнитный момент.

Нефть, природный газ, конденсат и все нефтепродукты относятся к диамагнетикам, т.е. содержат компоненты в основном с отрицательной магнитной восприимчивостью х. Значения магнитной восприимчивости для некоторых парафиновых углеводородов приведены ниже.

Углеводород C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub>	CH₄	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>i</i> -C₄H₁₀	n-C₄H₁₀	<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Магнитная восприимчивость × 10 <sup>6</sup>	12,2	27,3	40,5	56,3	57,4	64,4
Углеводород С <sub>и</sub> Н <sub>2и+2</sub>	<i>n</i> -C₅H₁	<sup>2</sup> C <sub>6</sub>	H <sub>14</sub>	C7H16	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	C <sub>10</sub> H <sub>20</sub>
Магнитная восприимчивость × 10 <sup>6</sup>	82	74,	05	85,24	96,47	108,13

Нефть, конденсат, природный газ — явные диэлектрики и практически неэлектропроводны. Значение относительной диэлектрической проницаемости є нефтепродуктов колеблется около 2, а для компонентов природного газа є  $\approx 1$ . Удельная электропроводность светлых нефтепродуктов обычно находится в пределах от  $10^{-15}$  до  $10^{-13}$  См·см<sup>-1</sup>, нефть же имеет электропроводность  $10^{-11}$ – $10^{-9}$  См·см<sup>-1</sup>.

Различают два класса диэлектриков: 1) диэлектрики, молекулы которых не обладают дипольным моментом при отсутствии внешнего электрического поля; 2) диэлектрики, молекулы которых в отсутствие внешнего поля имеют определенный дипольный момент (полярные диэлектрики).

Нефть, а также различные нефтегазоконденсатные системы относятся к первому классу диэлектриков. Представителем второго класса является, в частности, вода (обычно содержащаяся в реальных газоконденсатных потоках), обладающая большой диэлектрической постоянной (ε ≈ 80).

Некоторые особенности ионно-электростатической структуры газоконденсатной системы. Компоненты нефтегазоконденсатных систем практически неэлектропроводны и немагнитоактивны, поэтому воздействие магнитного поля не приводит к каким-либо макроскопическим изменениям в состоянии гомогенных углеводородных систем. Картина качественно изменяется, если рассматривать влияние магнитного поля, например, на гетерогенную систему газоконденсатного потока, содержащего также нефть, воду, механические примеси и др. При этом воздействие магнитного поля может привести к существенным локальным изменениям и соответствующим макроскопическим эффектам, так как система при локальном подходе перестает быть электромагнитонейтральной.

Известно следующее правило Кена: «Два вещества с различной диэлектрической проницаемостью, находящиеся в контакте, заряжаются; вещество с более высокой диэлектрической проницаемостью заряжается положительно, а другое — отрицательно». Это означает, что на границе раздела между этими веществами имеется двойной электрический слой, существование которого — установленный факт.

Распределение зарядов в двойном электрическом слое носит сложный характер, и существуют различные модельные представления о его строении (модели Гельмгольца, Гуи – Чапмена, Штерна). Особенностью теории Гуи – Чапмена по сравнению с теорией Гельмгольца является то, что слой противоионов предполагается не плоским, а размытым, где концентрация зарядов плавно уменьшается с увеличением расстояния от границы раздела. С наличием двойного электрического слоя связано возникновение таких электрокинетических явлений, как электроосмос, электрофорез и потенциал протекания.

На основании изложенного гетерогенную газоконденсатную систему можно представить как сложную композицию множества локальных ионноэлектростатических полей, распределенных по объему газа. При этом двойные электрические слои могут образовываться на границах конденсат – газ, нефть – газ, вода – газ, твердая частица – газ и т.д.

#### ВОЗМОЖНОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СЕПАРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ ПОД ДЕЙСТВИЕМ МАГНИТНОГО ПОЛЯ

Для усиления сепарационных свойств газоконденсатных систем с помощью магнитных полей имеются следующие качественные предпосылки.

1. Рассматривая значения магнитной восприимчивости для некоторых парафиновых углеводородов, можно видеть, что они существенно возрастают с «утяжелением» компонентов. Неодинаковые значения магнитной восприимчивости компонентов газоконденсатной системы определяют их различную «реакцию» на наличие внешнего магнитного поля. Это является одним из априорных факторов, определяющих сепарационное воздействие магнитных полей. Другой важный фактор – различие в диэлектрических способностях компонентов. Наличие в потоке высокополярного вещества – воды обусловливает «приоритетное» воздействие электромагнитного поля на водные частицы, усиливая их роль как центров конденсации.

2. Если какая-либо твердая частица взвешена в жидкости, то на ее поверхности возникает двойной электрический слой. При этом внешнее электрическое поле будет смещать наружную часть двойного слоя к одному электроду, а частицу – к противоположному электроду. Это имеет место не только для твердых частиц, но и для небольших пузырей газа в жидкости. Описанный процесс разделения называется электрофорезом.

Аналогичный процесс может произойти и при использовании магнитного поля. Исходя из определения силы Лоренца ясно, что магнитная сила окажет воздействие в противоположных направлениях на разноименно заряженные «ионные облака» двойного электрического поля. Если взять частицу конденсата в газе, то сила Лоренца, действуя на две фазы в разных направлениях, видимо, будет как бы стягивать газовую оболочку с частицы.

Подобное локальное воздействие на каждую электростатическую ячейку

может привести к макроскопическому нарушению устойчивости системы газ — конденсат, содействуя последующей сепарации.

3. В определенных магнитных полях заряженные частицы могут двигаться по окружности, дрейфовать, ускорять или замедлять свое движение. Следовательно, заряженные оболочки двойного электрического слоя, видимо, также могут изменять свою траекторию, ускоряться (замедляться) при наложении соответствующего магнитного поля. Подобное действие магнитного поля может привести к дополнительным локальным возмущениям, увеличению вероятности соударения конденсатных частиц и соответствующему увеличению их коалесценции.

При этом если учитывать только силовое воздействие магнитного поля, то становится очевидным преимущество переменных и неоднородных полей. Кроме того, надо учитывать и то, что переменное магнитное поле обусловливает появление вихревого электрического поля.

Рассмотренные качественные факторы, разумеется, не полностью характеризуют особенности такого сложного процесса, как воздействие магнитного поля на гетерогенную диамагнитную жидкость. При этом наложение магнитного поля, видимо, может привести также к некоторым структурным, физикохимическим и другим изменениям.

Один из возможных механизмов влияния магнитного поля на водные системы заключается в следующем. Природная или питьевая вода и даже дистиллят содержат различные примеси — твердые взвеси, мельчайшие газовые пузырьки, ионы и т.п. В 1 см<sup>3</sup> питьевой воды, например, содержится  $2 \cdot 10^5$  частиц примесей размером  $10^{-6} - 10^{-5}$  см. В 1 см<sup>3</sup> дистиллята число частиц примесей лишь на порядок меньше. Если учесть, что размер молекул воды имеет порядок  $10^{-8}$  см, и принять, что эти молекулы взаимодействуют только с поверхностью примесей, то, по оценкам М.И. Давидзона, в случае монослойного контакта число молекул в агрегате составит  $10^4 - 10^6$ . В объеме одной частицы примеси могут разместиться  $10^5 - 10^9$  молекул. Таким образом, примесно-молекулярные образования представляют собой гигантские агрегаты молекул, превышающие в  $10^{10} - 10^{15}$  раз размеры молекул воды.

Число таких образований велико, так что можно пользоваться представлениями о водной системе как сплошной среде.

Пространственное расположение образования хаотично, однако жидкость в целом электронейтральна, несмотря на наличие в ней диполей и зарядов различной природы.

При малой магнитной восприимчивости слабопроводящие водные системы обладают аномально высокой среди жидкостей электрической восприимчивостью. В движущихся в магнитном поле слабопроводящих водных системах возникает электрическое поле, приводящее к активации жидкостей, ориентации примесно-молекулярных дипольных образований и отдельных молекул воды. Для образования поля и ориентации образований требуется некоторое время – период магнитной обработки.

В процессе движения в градиентном гидродинамическом поле и ориентации в электрическом поле часть примесно-молекулярных образований разрушается и образуются новые. Все образования выстроиться по полю не могут. Этому мешают силы кулоновского взаимодействия между диполями, которые приводят к смещению примесно-молекулярных образований относительно друг друга. Образуются «рыхлые» структуры, более способные к взаимодействию, т.е. водные системы становятся активированными. Повышение активности происходит благодаря измельчению и ориентации примесно-молекулярных образований. Наличие в слабопроводящих водных системах до и после пребывания в поле примесно-молекулярных образований различных размеров с неизбежностью приводит к существованию времени релаксации. В самом деле, по выходе из поля отдельные диполи воды и мелкие образования быстро теряют свою ориентацию благодаря тепловому движению молекул жидкости. Более крупные образования для дезориентации и разрушения требуют больше времени. Отсюда и существование времени релаксации (памяти). Так как существуют примесно-молекулярные образования, размеры которых в  $10^{10}-10^{15}$  раз превышают размеры молекул воды, то и время релаксации соответственно должно быть больше, чем у молекул воды.

Другой механизм влияния магнитного поля на воду может быть связан с наличием в воде бактерий. Совершенно чистая вода превращается в лед только при температуре ниже -40 °C. Если мы считаем, что вода замерзает около 0 °C, то это лишь потому, что абсолютно чистой воды в природе не бывает. В ней всегда присутствуют частицы, которые могут послужить центрами кристаллизации. До недавних пор считалось, что это, прежде всего, минеральные частицы, неорганическая пыль. Но и они вызывают замерзание воды лишь при температуре, близкой к -10 °C. Было обнаружено, что гораздо более действенными центрами кристаллизации, определяющими замерзание воды при температуре около 0 °C, могут быть некоторые бактерии.

Магнитное поле уничтожает часть бактерий, что приводит к понижению температуры замерзания воды. В северных условиях этот эффект можно использовать как для борьбы с гидратообразованием, так и для улучшения условий работы водоводов.

Изложим результаты экспериментальных исследований потенциалов фильтрации в модельных углеводородных жидкостях. Величина потенциалов фильтрации в электролитах определяется известной зависимостью Гельмголь-

ца – Кройта:  $\vec{E} = \frac{4\epsilon\epsilon_0\xi}{\pi\sigma r_{\kappa}^2}$   $\vec{o}$ , где  $\vec{E}$  – потенциал фильтрации, В/м;  $\epsilon_0$  – абсолютная

диэлектрическая проницаемость, равная 8,88 · 10<sup>-12</sup> Ф/м; є – относительная диэлектрическая проницаемость;  $\xi$  – электрокинетический потенциал, В;  $\sigma$  – удельная электропроводность, См/м;  $r_{\kappa}$  – радиус пор, м;  $\vec{\upsilon}$  – скорость фильтрации, м/с.

Величина потенциала фильтрации определяется природой двойных электрических слоев и, следовательно, физико-химическими свойствами фильтрующегося электролита и поверхности скелета пласта. Кроме того, она зависит от внешних физических полей, в частности, от переменного магнитного поля, направленного перпендикулярно к направлению фильтрации.

Авторы исследовали возникновение потенциалов фильтрации в модельных углеводородных системах и возможность их изменения в переменном магнитном поле. В качестве модельных углеводородных жидкостей использовали смеси нефтей Усинского и Арланского месторождений в неполярном керосине.

Поскольку в зависимости Гельмгольца – Кройта содержание полярных компонентов в жидкости может проявляться только через диэлектрическую проницаемость, исследовалась зависимость последней от содержания полярных компонентов на установке, состоящей из куметра BM-311, ультратермостата NBE, измерительного конденсатора с рубашкой охлаждения и контрольного термометра. Погрешность измерений не превышала 5 %. Методика измерения диэлектрической проницаемости заключалась в следующем. Керосин и исследуемые нефти предварительно очищали от механических примесей и обезвоживали. Постоянство температуры в процессе измерения контролировали термометром, размещенным на ультратермостате. Исследуемую жидкость помещали в измерительный конденсатор, который подключали к куметру параллельно настроенному конденсатору. Процесс измерения заключался в том, что до и после включения измерительного конденсатора изменяли емкость настроечного конденсатора, добиваясь максимального отклонения стрелки куметра.

Диэлектрическую проницаемость исследуемых жидкостей определяли по формуле  $\varepsilon = (C - C_n)/C_0$ , где C – емкость конденсатора, заполненного исследуемой жидкостью;  $C_n$  – паразитная емкость монтажных проводов;  $C_0$  – емкость пустого конденсатора.

Для определения  $C_0$  и  $C_{\pi}$  конденсатор предварительно калибровали по эталонным жидкостям – толуолу и четыреххлористому углероду. Полученные значения диэлектрической проницаемости, усредненные в диапазоне частот 0,052– 13,56 МГц, в зависимости от суммарного содержания полярных компонентов показали, что с увеличением содержания полярных компонентов происходит почти линейное увеличение диэлектрической проницаемости.

Следующим этапом исследований явилось изучение потенциалов фильтрации углеводородных жидкостей. Исследования проводили на установке, основным элементом которой служит измерительная ячейка, в которой находятся образцы естественных кернов в виде цилиндров диаметром 3 см и длиной 4 см. Для измерений потенциалов использовали хлор-серебряные электроды диаметром 2 мм, помещенные в измерительную ячейку.

В процессе фильтрации создавались перепады давления в жидкости и наружное давление на керн. Потенциал регистрировали высокоомным потенциометром, а в качестве индикатора нуля использовали микроамперметр.

Исследования проводили на экстрагированных образцах керна Арланского месторождения с проницаемостью 0,15 мкм<sup>2</sup> (по воздуху) и пористостью 25,3 %. Методика измерения потенциалов фильтрации заключалась в следующем. Перед проведением экспериментов образец насыщали исследуемой жидкостью и при атмосферном давлении определяли потенциал асимметрии, который в опытах был равен 3 мВ. Предварительными исследованиями была показана практическая независимость потенциала фильтрации от нагрева ячейки на 3-4 °C. вызванного длительной работой электромагнита. Эксперименты проводили на модельных углеводородных жидкостях при различных скоростях фильтрации. При этом перепады давления составляли от 3,5 до 4,5 МПа. В процессе эксперимента замеряли количество отфильтровавшейся жидкости, а время фильтрации фиксировали секундомером. Каждый эксперимент повторяли 3 раза. Полученные результаты сравнивали с теоретической зависимостью, рассчитанной по приведенной формуле при  $\xi = 0.3B$ . Хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных свидетельствует о справедливости зависимости Гельмгольца – Кройта для принятых условий фильтрации полярных углеводородных жидкостей.

Для изучения влияния переменного магнитного поля на потенциалы фильтрации в описанных исследуемых средах ячейка установки помещалась в круговой соленоид таким образом, чтобы направление магнитного поля было перпендикулярно к направлению движения жидкости. Индукция магнитного поля составляла 0,3 Тл. Измерительная ячейка с электромагнитом устанавливалась на изоляторах внутри заземленной «клетки Фарадея», представляющей собой металлический экран, выполненный из медного листа и установленный на фторопластовых изоляторах. Методика эксперимента заключалась в следующем. После измерения потенциалов фильтрации, не изменяя режима течения жидкости, включали электромагнит и следили за изменением потенциала фильтрации в переменном магнитном поле. Замеряли количество отфильтровавшейся жидкости в магнитном поле. Затем электромагнит выключали, и если фильтрация продолжалась, то потенциал фильтрации мгновенно восстанавливался до первоначального значения. Включение переменного магнитного поля приводило к практически мгновенному снижению потенциала фильтрации более чем в 10 раз, что можно объяснить только многократным уменьшением электрокинетического потенциала.

Ниже приведены результаты экспериментальных исследований по изучению электростатических особенностей потоков при различных режимах течения жидкостей в трубах, изменения степени их электризации при наложении электромагнитных полей и введении различных и полимерных добавок.

Замеры возникающих при движении жидкости электропотенциалов проводили как между двумя электродами, так и относительно земли. Расход жидкости замеряли объемным методом. В качестве рабочей жидкости использовали пресную воду, газированную воду, насыщенную СО<sub>2</sub> при различных давлениях, водонефтяные эмульсии с разными содержаниями нефти и воды, полимерные жидкости различных концентраций, воду, обработанную магнитным полем.

Для пресной воды, газированной воды и воды, обработанной магнитным полем с увеличением числа Рейнольдса (Re) в ламинарном режиме течения разность потенциалов  $\Delta \phi$  увеличивается. При изменении режима течения в зависимости  $\Delta \phi = \Delta \phi$ (Re) наблюдается экстремальный переход. Характерно то, что при турбулентном режиме с увеличением расхода жидкости  $\Delta \phi$  постепенно снижается. Характер изменения  $\Delta \phi$  при изменении Re сохраняется для всех применяемых в экспериментах рабочих жидкостей — увеличение в ламинарной области течения, затем экстремальный переход и снижение в турбулентной зоне. Растворение углекислого газа в жидкости приводит к значительному снижению электрокинетического потенциала.

С целью устранения влияния случайных внешних возмущений, а также наводимых другими источниками электромагнитных полей осуществлялась электроизоляция с последующим экранированием экспериментальной установки. Сопоставление полученных результатов показало, что наличие экрана в определенной степени сглаживает случайные флуктуации электрокинетического потенциала и не влияет на характер изменения кривых  $\Delta \phi = \Delta \phi$  (Re).

Проведенные исследования с водонефтяными эмульсиями показывают, что степень электризации зависит от содержания воды и нефти в эмульсии. Используемые в экспериментах эмульсии состояли в основном из легкой сураханской нефти, воды, а также из неионогенного ПАВ ОП-10 (0,01 % от общего объема смеси).

К особенностям полученных для водонефтяных эмульсий кривых относится то, что постепенное изменение электрокинетического потенциала начинает проявляться задолго до переходной точки. Такое изменение качественно согласуется с явлениями предпереходных процессов, описанных теорией гетерофазных флуктуаций Я.И. Френкеля.

Исследование электризации водополимерных растворов на примере полиакриламида (ПАА) показало, что в области малых концентраций ПАА степень электризации снижается на 35-40 %, после чего дальнейшее увеличение концентрации ПАА приводит к значительному увеличению  $\Delta \varphi$ .

Были проведены эксперименты по изучению влияния электрических и магнитных полей на степень электризации рассматриваемых систем. Установ-

лено, что электростатическая обработка жидкости приводит к многократному увеличению  $\Delta \phi$ . При изучении воздействия переменного магнитного поля электромагнит устанавливался на начальном участке трубы. Поток жидкости обрабатывался поперечным полем с индукцией 0,1 Тл. При этом в отличие от электростатической обработки происходит значительное снижение  $\Delta \phi$ . Этот результат качественно согласуется с ранее приведенным выводом о значительном снижении потенциала фильтрации жидкости при воздействии магнитного поля.

При обработке газожидкостных смесей магнитным полем происходит увеличение давления начала выделения газа из газированных жидкостей. Для оценки влияния магнитного поля на приращение давления начала выделения газа из газированной жидкости были проведены опыты для смеси трансформаторного масла с метаном при различных значениях напряженности магнитного поля. Для магнитного поля с индукцией 0,041 Тл приращение давления насыщения составило 3,5 МПа, а с 0,08 Тл – соответственно 4,9 МПа.

Следовательно, обработка газожидкостных систем в магнитном поле с индукцией 0,04-0,08 Тл приводит к увеличению давления начала выделения газа из жидкости.

Были проведены исследования с целью качественной оценки влияния переменного магнитного поля на реологические свойства неньютоновских нефтей. Рассмотрены асфальтено-смолистые нефти, для которых были сняты кривые течения при наличии поля и при его отсутствии.

Экспериментальная установка состояла в основном из капиллярного вискозиметра и электромагнита. В опытах использованы немагнитные (медные) капиллярные трубки длиной 20, 30, 50 см и диаметром соответственно 2,3 и 2,5 мм. Высота полюсов равнялась 35 мм, а зазор между ними устанавливался соответственно наружному диаметру капиллярных трубок. Электромагнит подключался к городской сети с частотой 50 Гц, и полюсы ставились в начальном участке капиллярной трубки.

Были рассмотрены нефти месторождения Кюровдаг (30 % асфальтеносмолистых веществ) и мангышлакская (40 %). Установлено, что под действием переменного магнитного поля происходит очевидный сдвиг кривых течения, и предельное напряжение сдвига при этом существенно уменьшается. Уменьшение предельного напряжения сдвига особенно заметно после двух- и трехкратной обработки нефти магнитным полем.

Заметим, что нефть и после снятия поля течет, сохраняя «магнитную память», для оценки которой после 6 сут при той же температуре были сняты кривые течения. При этом изменения в нефти после воздействия полем оказались достаточно устойчивыми во времени. Проведенный через 50 сут опыт с уже использованной нефтью показал, что нефть при этом частично сохранила «память» об обработке магнитным полем, вследствие чего сдвиг кривых от повторного воздействия полем происходит менее выраженно и от кратности магнитной обработки практически не зависит.

Качественно аналогичные результаты получены в опытах с водонефтяными эмульсиями.

Рассмотрим некоторые аспекты механизма влияния омагниченной воды на коэффициент вытеснения. Лабораторные и промысловые исследования последних лет убедительно показали, что закачка воды, обработанной постоянным поперечным магнитным полем, приводит к увеличению приемистости нагнетательных и дебитов добывающих скважин. Оценка эффективности магнитного воздействия осуществлялась определением коэффициента вытеснения п углеводородных жидкостей из пористой среды омагниченной водой. Эксперименты показали, что при вытеснении такой водой углеводородных жидкостей из кварцевого песка не наблюдается возрастания η, а при вытеснении из глинизированной пористой среды отмечалось изменение η, зависящее от содержания глины в пористой среде и напряженности магнитного поля. Напряженность магнитного поля обработки – очень важная величина, в зависимости от которой можно получить увеличение или уменьшение η при вытеснении.

Проведены исследования по выявлению механизма влияния омагниченной воды на п. С этой целью проведены лабораторные исследования вытеснения трансформаторного масла из пористой среды (смесь 30 % глины монтмориллонитовой группы или такой же глины, обожженной при 90 °С или обработанной водным раствором соляной кислоты, и 70 % кварцевого песка). Магнитную обработку воды осуществляли постоянным поперечным магнитным полем напряженностью 8,15 А/м. Результаты исследований приведены ниже (п, пмо – соответственно коэффициенты вытеснения без и с магнитной обработкой):

Вещество	Глинистая	Кварцевый	Обожженная	Глина, обра-
	смесь	песок	глина	ботанная HCl
η	0,50	0,829	0,657	0,76
η <sub>м.0</sub>	0,875	0,816	0,654	0,789

Исследования проводили в три этапа. На первом провели вытеснение трансформаторного масла из кварцевого песка и его смеси с глиной «необработанной» водой и водой, обработанной постоянным поперечным магнитным полем. Сопоставление η при вытеснении водой из глинистой смеси и кварцевого песка показывает, что в глинизированной пористой среде η уменьшилось на 33 %. При этом отмечалось интенсивное набухание глины в процессе отмыва. Было сделано предположение, что снижение η в глинистой смеси происходит за счет набухания глины.

На втором этапе исследования определяли вклад набухания глины в изменение п. Проведенные исследования показывают, что набухание глины значительно ухудшает фильтрационные свойства пористой среды. Поэтому можно регулировать степень набухания глины закачкой омагниченной воды. Дальнейшие исследования по регулированию свойств пористой среды омагниченной водой показали, что и в карбонатной пористой среде наблюдается увеличение п при вытеснении омагниченной водой. Как известно, карбонатные пористые среды не обладают свойствами набухания. Все это стимулировало исследование вклада набухания глины в изменение п. С этой целью были проведены опыты по вытеснению трансформаторного масла из пористой среды, состоящей из 70 % кварцевого песка и 30 % обожженной глины. Известно, что при обжиге глина теряет способность к набуханию. Сравнение значений у при вытеснении из среды, глинизированной обожженной и не обожженной глиной, показывает следующее: 1) в результате обжига происходит увеличение η на 16 % по сравнению с процессом вытеснения из смеси с необожженной глиной; 2) магнитная обработка воды не влияет на η при вытеснении из пористой среды, состоящей из обожженной глины и кварцевого песка. Следовательно, только регулированием набухания глины нельзя объяснить увеличение у при вытеснении трансформаторного масла из глинизированной пористой среды омагниченной водой. Это стимулировало третий этап исследований.

Анализ литературы показал, что на поверхности глинистых частиц существуют мельчайшие частицы соединений железа, обладающие магнитными свойствами. Было обращено внимание на то, что гётит имеет коэрцитивную силу  $H_c$ (напряженность магнитного поля, необходимая для полного размагничивания ферромагнетика), равную 8,8 А/м. Следует заметить, что максимальное увеличение η при вытеснении трансформаторного масла из глины наблюдалось при обработке воды постоянным поперечным магнитным полем напряженностью 8,15 А/м.

На третьем этапе исследования изучалось влияние пленок ферромагнетиков пористой среды на коэффициент вытеснения п. Предполагалось, что пленки ферромагнетиков на поверхности глинистых частиц удерживают углеводородные жидкости, снижая п при вытеснении водой. Обработка воды магнитным полем приводит к компенсации магнитного поля ферромагнетика и увеличению п. Для проверки этой гипотезы были проведены следующие исследования. При обработке глины водным раствором HCl гётит превращается в треххлористое железо, которое не обладает магнитными свойствами. Реакция идет по следующей схеме:

FeOOH + 3HCl 
$$\rightarrow$$
 FeCl<sub>3</sub> + 2H<sub>2</sub>O.

Затем проводили вытеснение водой и омагниченной водой (напряженность поля 8,15 А/м) трансформаторного масла из глинизированной пористой среды, обработанной водным раствором HCl. При вытеснении в указанных условиях получены высокие значения η, находящиеся в области значений, полученных при вытеснении из кварцевого песка или из глины водой, обработанной магнитным полем напряженностью 8,15 А/м. В этих условиях η не зависит от обработки воды магнитным полем.

Для установления наличия треххлористого железа, полученного после промывки пористых сред водным раствором соляной кислоты, были проведены анализы проб методом фотокалориметрического титрования. Были взяты три пористые среды равной массы — кварцевый песок, карбонаты и глина, которые отдельно промывались одним и тем же количеством водного раствора HCl. В продуктах реакции определялось количество ионов железа. Было установлено, что в глине количество ионов железа в 4 раза, а в карбонатах в 2 раза больше, чем в кварцевом песке.

Обобщая, можно заключить, что при обработке воды постоянным магнитным полем напряженностью 8,15 А/м происходит компенсация магнитного поля ферромагнетиков, в основном представленных гётитом, расположенных на поверхности твердой фазы пористой среды. Это приводит к лучшему отмыву углеводородных жидкостей в первую очередь из глинизированных пористых сред, во вторую — из карбонатов и не влияет на отмыв из кварцевого песка.

Положительные лабораторные исследования комбинированного воздействия магнитной обработки и циклической закачки воды в пласты, содержащие глину, стимулировали их промысловое внедрение. Циклическая закачка омагниченной воды осуществлялась в НГДУ «Сулеевнефть» ПО «Татнефть». Закачка омагниченной воды велась там в течение первых 15 сут каждого месяца. Непрерывно в течение суток замеряли расход воды до и после установки магнитного устройства, а также давление нагнетания. При этом циклическая закачка омагниченной воды резко увеличила приемистость скважин: средняя ее величина возросла на 57 %, а в некоторых циклах отмечалось повышение приемистости до 200 %. Давление нагнетания снизилось в среднем на 1 МПа. Было обращено внимание на то, что в суровых зимних условиях Татарии нагнетательные скважины с омагниченной водой не промерзали, а в скважинах с обычной водой происходили промерзание устья и прорывы линии нагнетания.

## 9.2. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА СЕПАРАЦИЮ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Для лабораторного исследования влияния электромагнитных полей на изменение сепарационных свойств газоконденсатных систем собрана экспериментальная установка, состоящая в основном из бомб высокого давления, сепаратора, источников магнитных полей и выпрямителя. В зависимости от конкретно поставленной экспериментальной задачи установка использовалась полностью или без отдельных элементов. Соединительная трубка, специально подобранная из немагнитного материала (медь, немагнитная сталь), в определенных участках проходила через зазор между полюсами электромагнитов, тем самым создавалась возможность многократного воздействия на газоконденсатную систему поперечным электромагнитным полем. Кроме основной экспериментальной установки были использованы отдельные вспомогательные установки, в частности, для заправки бомб при рекомбинировании газа и конденсата, аппаратура для хроматографического анализа состава газа и т.д.

Создана также установка для проведения промысловых экспериментов по изучению влияния электромагнитных полей на сепарационные свойства естественных газоконденсатных потоков. При этом использовалась передвижная сепарационная установка ЛПГ-1М с соответствующим дополнением электрической части.

В качестве источников магнитных полей собраны специальные электромагниты и соленоиды, дающие возможность создавать постоянные и переменные магнитные поля в широком диапазоне значений с максимальной индукцией 0,4 Тл.

Для конкретных экспериментальных задач были сконструированы электромагниты различных геометрической формы и размеров с регулируемыми магнитоиндукционными характеристиками. Для обеспечения работ с переменным током магнитопровод электромагнита был собран из листового железа. Исходя из того, что свойства поля в воздушном зазоре существенно зависят от формы наконечников, предусмотрено их различное сочетание. Учтена также возможность регулирования ширины зазора в соответствии с размером проходящей трубки.

Диапазон изменения поля в зазоре определялся соответствующим теоретическим расчетом. Напряженность магнитного поля регулировалась изменением тока, пропускаемого через катушку. Известно, что вследствие гистерезиса в магнитопроводе поле электромагнита не является однозначной функцией силы тока в обмотке. При этом для конкретного измерения напряженности использовали теслаамперметр или веберметр.

В зависимости от конкретной экспериментальной задачи было предусмотрено создание переменного или постоянного магнитного поля. При этом переменное магнитное поле создавалось подключением обмоток электромагнита к городской сети с частотой 50 Гц. Для создания постоянного магнитного поля использовались селеновые выпрямители переменного тока.

#### ИЗМЕНЕНИЯ ИЗОТЕРМ КОНДЕНСАЦИИ ПРИ ОБРАБОТКЕ МАГНИТНЫМ ПОЛЕМ

Для приготовленной смеси снималась обычная изотерма конденсации в отсутствии магнитного поля. Далее снималась изотерма конденсации для такой же смеси, но с предварительной обработкой в магнитном поле проб газа и конденсата, заправляемых в бомбу. При этом специальная трубка из немагнитного материала, через которую проводилась заправка, вплотную ставилась между полюсами электромагнита, и, таким образом, заправляемые газ и конденсат обрабатывались поперечным постоянным или переменным магнитными полями с определенной индукцией *B*.

На рис. 9.1 приведены результаты опыта с газоконденсатной смесью с газоконденсатным фактором  $\Gamma = 3500 \text{ см}^3/\text{см}^3$  и давлением начала конденсации  $p_{\rm HK} = 29,7$  МПа. Плотность заправляемого конденсата  $\rho = 0,755$  г/см<sup>3</sup>, температура воздуха — 18 °C. При этом полюса электромагнита с постоянным полем индукцией 0,08 Тл охватывали участок по длине трубки  $L_{\rm M} = 15$  см.

Как видно из соответствующих изотерм конденсации (см. рис. 9.1), при магнитной обработке происходит заметное увеличение отношения  $V_{\mathbf{x}\mathbf{h}}/V_{\mathbf{c}\mathbf{M}}$ . При этом в рассматриваемом интервале давлений  $p_6$  при наличии магнитной обработки наблюдается эффект увеличения от 3 до 30 %. Заметим, что контрольная точка, снятая на следующий день, указывает на наличие некоторой магнитной памяти системы.



Рис. 9.1. Изотермы конденсации смеси с газоконденсатным фактором 3500 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>: 1 – без обработки магнитным полем; 2 – с обработкой магнитным полем



Рис. 9.2. Изотермы конденсации смеси с газоконденсатным фактором 4000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup> (постоянное магнитное поле). Усл. обозначения см. на рис. 9.1

Были проведены эксперименты с газоконденсатной системой с  $p_{HK}$  = = 27 МПа. Температура воздуха - 18 °С. Использовалось постоянное магнитное поле с индукцией 0,05 Тл. Эффект при этом был менее выраженным.

На рис. 9.2 приведены результаты опыта с газоконденсатной смесью с Г = = 4000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>, р<sub>вк</sub> = 26,4 МПа. При обработке были использованы два последовательно поставленных электромагнита с постоянными полями с индукцией 0,09 Тл и L<sub>м</sub> = 15 см, температура – 18 °C. Как видно из соответствующих изотерм конденсации, при наличии магнитной обработки происходит очевидное увеличение  $V_{*, H}/V_{cM}$ 

В рассматриваемом интервале давлений эффект магнитной обработки наблюдается в пределах от 3,5 до 25 %. Проведенный при этом контрольный замер на следующий день вновь указывает на наличие магнитной памяти системы.

Рис. 9.3 соответствует опыту с газоконденсатной смесью с Г = = 4000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>, p<sub>нк</sub> = 26,7 МПа. При этом магнитная обработка проводилась постоянным и переменным магнитными полями. В случае с постоянным полем были использованы два последовательно соединенных постоянных электромагнита (индукция ~ 0,09 Тл) с общей длиной охвата L<sub>м</sub> = 20 см. Переменное поле с индукцией ~ 0,1 Тл создавалось двумя электромагнитами с общей длиной охвата  $L_{\rm M} = 15$  см. Отметим, что и в этом случае происходит увеличение  $V_{\rm w.H}/V_{\rm cm}$ после магнитной обработки. При сравнении изотерм конденсации, соответствующих обработке в постоянном и переменном магнитных полях, видно, что в данном случае в переменном поле эффект больше. Так, в рассматриваемом интервале давлений  $p_6$  от 10,7 до 21 МПа в постоянном поле эффект увеличения  $V_{\text{ж. H}}/V_{\text{см}}$  колеблется от 3 до 7,1 %, а в переменном поле это же значение эффекта изменяется от 8,5 до 25 %.

Результаты проведенных экспериментов показывают, что при наличии

V<sub>ж,н</sub> /V<sub>см</sub>, %



6 5 3 2 р<sub>б</sub>, МПа 10 15 20 25

Рис. 9.3. Изотермы конденсации смеси с газоконденсатным фактором 4000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>: 1 - переменное, 2 - постоянное магнитное поле

Рис. 9.4. Изотермы конденсации при магнитной обработке газовой шапки: 1 - без обработки; 2 - с обработкой постоян-ным магнитным полем; 3 - с обработкой пере-

менным магнитным полем

магнитной обработки происходит очевидное смещение изотерм конденсации с увеличением V<sub>ж. н</sub>/V<sub>см</sub>.

В другой серии опытов были сняты изотермы конденсации с магнитной обработкой газовой шапки. В двух бомбах с одинаковой смесью одновременно понижалось давление до некоторого рассматриваемого значения  $p(p_{\rm HK})$ . Образовавшаяся при этом газовая шапка переводилась из бомбы PVT в другую бомбу с обратной перекачкой в бомбу PVT. При магнитной обработке соединительная трубка из немагнитного материала вплотную ставилась между полюсами электромагнита. Затем бомбы закрывались, давление поднималось выше  $p_{\rm HK}$ , и в бомбе PVT снималась точка, соответствующая рассматриваемому значению p при наличии магнитной обработки и без нее.

На рис. 9.4 приведены результаты магнитной обработки смеси с  $\Gamma$  = 4000 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>,  $p_{\rm HK}$  = 26,4 МПа (t = 21 °C). Постоянное магнитное поле с индукцией ~ 0,08 Тл одного электромагнита охватывало участок трубки длиной  $L_{\rm M}$  = 20 см. Вначале для этой смеси была снята обычная изотерма конденсации, а затем проведены замеры в изложенной последовательности. На рис. 9.4 показаны соответствующие изотермы конденсации при наличии и отсутствии магнитной обработки. После магнитной обработки газовой шапки происходит увеличение  $V_{\rm X, H}/V_{\rm CM}$  от 5 до 7 %.

Проведенные опыты показали, что при магнитной обработке газовой шапки «магнитная память» на следующий день не сохраняется.

Затем были проведены опыты, в которых магнитной обработке подвергалась газоконденсатная смесь в «однородном состоянии». Смесь при давлении выше  $p_{\rm HK}$  перекачивалась из одной бомбы в другую, и при магнитной обработке соединительная трубка ставилась между полюсами электромагнита. Как было отмечено, эффективность магнитной обработки диэлектрических жидкостей существенно зависит от градиентности магнитного воздействия. Исходя из этого, шестикратным перекачиванием смеси из одной бомбы в другую обеспечивалось многократное входное и выходное пересечение градиентных участков магнитных полей. Затем по известной методике проводился выпуск смеси из бомбы в сепаратор при определенных значениях давления и температуры сепарации ( $p_{cen}$ ,  $t_{cen}$ ). В некоторых опытах для повторной обработки соединительная трубка между бомбой и сепаратором также ставилась между полюсами электромагнита.

Выпуск осуществляли в основном одинаковыми порциями, определяемыми объемом сухого газа  $V_{r.c}$  из сепаратора. При выпуске насыщенного конденсата из сепаратора при выходном давлении, равном атмосферному, определяли объем стабильного конденсата  $V_{**}$ , а также объем «жирного» газа  $V_{r.*}$ . При этом объем стабильного конденсата после магнитной обработки несколько увеличивался (в среднем на 3 %). Проведенный хроматографический анализ сухого газа показал, что магнитная обработка способствует созданию тяжелых компонентов в сепараторе и некоторому увеличению метана в составе сухого газа.

В табл. 9.1 приведены результаты опыта со смесью с  $\Gamma = 2000 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ,  $p_{\rm HK} = 27,7$  МПа. Проводилась обработка постоянным магнитным полем с индукцией 0,06 Тл при  $L_{\rm M} = 15$  см,  $t_{\rm cen} = 30$  °C и различных давлениях сепарации. Как видно из этой таблицы, объем стабильного конденсата в основном не изменяется (увеличение  $V_{\rm X}$  в данном случае наблюдается только при  $p_{\rm cen} =$ = 5,5 МПа); тем не менее, хроматографический анализ «жирного» газа (табл. 9.2) показывает заметное увеличение содержания (в %) тяжелых компонентов (C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>) после магнитной обработки, что связано с уменьшением их уноса сухим

<i>р</i> <sub>сеп</sub> , МПа	$V_{\rm r.c.}$ , $\pi$ $V_{\rm r.w.}$ cm <sup>3</sup> $V_{\rm C}$		V <sub>C3+C6</sub> , см <sup>3</sup>	V <sub>ж</sub> , см <sup>3</sup>						
	Бе	з магнитной обработ	าหน							
10,5 8 5,5	18 18 18,05	940 710 480	19,27 16	7 7 6,9						
	С магнитной обработкой									
10,5 8 5,5	17,98 17,98 18	1000 720	25,23 20,39 –	6,9 6,9 7,3						

Таблица 9.1

	Т	а	б	л	И	ц	а	- 9.	•
--	---	---	---	---	---	---	---	------	---

<i>р</i> <sub>сеп</sub> , МПа	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	i-C4	n-C <sub>4</sub>	i-C <sub>5</sub>	<i>n</i> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>
Без магнитной обработки								
10,5 8 5,5	84,77 62,64 81,43	7,31 8,17 8,81	3,74 4,38 4,85	0,79 0,92 1,01	1,34 1,5 1,61	0,54 0,65 0,59	0,37 0,41 0,41	1,14 1,33 1,29
С магнитной обработкой								
10,5 8 5,5	85,24 82,39 82,57	7,41 8,06 7,52	3,72 4,31 4,59	0,81 0,93 1	1,32 1,5 1,52	0,55 0,69 0,64	0,42 0,45 0,4	1,53 1,68 1,76

газом. При этом объем  $C_5$  +  $C_6$  в «жирном» газе после магнитной обработки в среднем увеличивался на 28 %.

Данные табл. 9.3 соответствуют аналогичному опыту со смесью с  $\Gamma = 2000 \text{ см}^3/\text{см}^3$  при  $t_{\text{сеп}} = 30 \text{ °C}$ ,  $p_{\text{сеп}} = 7,5$  МПа. Постоянные магнитные поля двух электромагнитов индукцией 0,05 и 0,08 Тл соответственно охватывали

Участок		Ci		C <sub>2</sub>		C <sub>3</sub>		i-C1		n-C <sub>4</sub>	<i>i</i> -C <sub>5</sub>	<i>n</i> -C <sub>5</sub>		C <sub>6</sub>
Без магнитной обработки														
I II		79,88 78,77		7,94 7,68		4,31 4,55		0,91 0,96		1,77 1,83	0,81 0,92	3,63 4,47		0,71 0,82
	С магнитной обработкой													
I II		77,15 78,10		8,10 7,63		4,63 4,48		0,89 0,94		2,05 1,85	0,93 0,94	5,24 5,1		0,96 0,95

Таблица 9.3

т	a	б	л	и	п	а	94
1	а	О	л	и	ц	а	9.4

V <sub>г.с</sub> , л	V <sub>г.ж</sub> , см <sup>3</sup>	Объем насыщенного конденсата	<i>V</i> ж, см <sup>3</sup>	т, мин	Примечание	
		Без магнитной	обработки			
25,03 14,58 15 14,99 15,01	1360 750 745 765 750	- 7,63 7,62 7,85 7,8	9,4 5,7 5,7 6,1 6	16,5 14,5 9 14,5 16,5	Продувка « Анализ « «	
	С магн	итной обработкой в пе	гременном магн	итном поле		
25,07 14,99 15 15	1280 750 770 755	7,76 7,87 7,93	9,9 6 6 6	12 10 11 8,5	Продувка Анализ « «	

участки I и II с  $L_{\rm M}$  соответственно 10 и 15 см. Кроме того, между бомбой и сепаратором также был установлен электромагнит с B = 0.05 Тл,  $L_V = 10$  см.

Аналогичный эксперимент проведен с магнитной обработкой в переменном магнитном поле (табл. 9.4). При этом  $\Gamma = 2000 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ,  $t_{\text{сеп}} = 18 \, ^{\circ}\text{C}$ ,  $p_{\text{сеп}} = 8 \, \text{МПа}$ ,  $B = 0.07 \, \text{Тл}$ ,  $L_{\text{м}} = 15 \, \text{см}$ . Было установлено, что незначительное увеличение объема насыщенного конденсата после магнитной обработки сопровождается существенным возрастанием процентного содержания тяжелых компонентов в «жирном» газе. При этом объем  $C_5 + C_6$  в «жирном» газе после магнитной обработки в среднем повышался на 18 %.

Результаты проведенных опытов показывают, что после магнитной обработки газоконденсатной смеси в «однородном состоянии» хотя и не наблюдается очевидное увеличение объема стабильного конденсата, тем не менее состав «жирного» газа претерпевает определенные изменения, выражающиеся в существенном возрастании содержания тяжелых компонентов.

#### ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СЕПАРАЦИЮ ПРИ НАЛИЧИИ ВОДНЫХ ДОБАВОК

На основании результатов предыдущих опытов было выявлено, что при магнитной обработке уменьшается унос тяжелых компонентов и тем самым существенно увеличивается их содержание в «жирном» газе. Чтобы способствовать оседанию этих компонентов «жирного» газа в виде конденсата, было решено использовать включения, которые приоритетно реагировали бы на воздействие внешнего магнитного поля в качестве дополнительных активных центров конденсации. Этому требованию отвечает вода — высокополярное вещество, к тому же естественно содержащееся в промысловых газоконденсатных потоках.

По известной методике проводили выпуск смеси из бомбы с давлением  $p_6$  выше  $p_{\rm HK}$  в сепаратор при определенных значениях  $p_{\rm cen}$  и  $t_{\rm cen}$ . При этом между бомбой и сепаратором вертикально устанавливали цилиндрический контейнер с водой, и через нее при давлении выше  $p_{\rm HK}$  снизу вверх двигалась газоконденсатная смесь, увлекая с собой частицы воды. С целью предотвращения гидратообразования к воде добавляли определенное количество гликоля.

Для магнитной обработки использовали три электромагнита, устанавливаемых на разных участках соединительной трубки между бомбой и сепаратором. При этом два электромагнита с постоянными полями индукцией 0,09 Тл, каждый из которых охватывал участок трубки длиной  $L_{\rm M}$  = 15 см, были поставлены на входных участках контейнера и сепаратора. Третий электромагнит с длиной охвата  $L_{\rm M}$  = 7 см, питаемый переменным током с частотой 50 Гц и с полем индукцией 0,1 Тл, ставился на выходном участке после контейнера. Так же, как и в предыдущих опытах, выпуск проводили одинаковыми порциями, определяемыми объемом «сухого» газа из сепаратора. При выпуске насыщенного конденсата из сепаратора при давлении выпуска, равном атмосферному, определяяли объем стабильного конденсата  $V_{\rm m}$ .

В первом опыте из этой серии экспериментов было рассмотрено воздействие магнитной обработки при низкотемпературной сепарации ( $t_{cen} = -1$  °C). Для рассматриваемой смеси  $\Gamma = 3000$  см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>.

Результаты опыта приведены в табл. 9.5 и ниже.

Компонент	C <sub>1</sub>	$C_2$	$C_3$	i-C4	n-C <sub>4</sub>	$i-C_5$	<i>n</i> -C <sub>5</sub>	$C_6$
Содержание компонента, %: без магнитной обработки с магнитной обработкой	79,27 71,74	6,77 8,17	4,07 4,8	0,84 1,09	1,77 2,42	0,82 1,14	5,66 9,57	0,6 1,07

V <sub>г.с</sub> , л	V <sub>г.ж.</sub> , см <sup>3</sup>	V <sub>жн.</sub> , см <sup>3</sup>	V <sub>ж</sub> , см <sup>3</sup>	Примечание							
	Без магнитной обработки										
20 15 15 15 7,5	- 500 - 550 340	4,1 4,74 4,67 2,33	- 2,6 2,9 3 1,6	Продувка 							
	С магнитной обработкой										
20 15 15	560 600	6,68 4,65 4,57	3,8 3 3	Продувка Хроматографический анализ –							

Таблица 9.5

Как видно, объем стабильного конденсата в среднем остается постоянным. Но при этом анализ «жирного» газа показывает резкое изменение содержания компонентов после магнитной обработки. Так, в среднем содержание (по объему) метана уменьшается на 10 %, содержание  $C_2 + C_3 + C_4$  повышается на 22 %, а тяжелых компонентов  $C_5 + C_6$  возрастает на 61 %.

Затем были проведены опыты при обычных температурах сепарации. Использовалась смесь с  $\Gamma = 3200 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ,  $p_{\text{нк}} = 27 \text{ МПа}$  при  $t_{\text{сеп}} = 21 \text{ °C}$ . В ходе опыта объемы насыщенного и стабильного конденсата после магнитной обработки возрастают в среднем на 5 %.

Результаты опытов показывают, что при наличии в потоке газоконденсатной системы частиц высокополярного вещества – воды – после магнитной обработки наблюдается заметное увеличение объемов насыщенного и стабильного конденсата. Наблюдается при этом резкое увеличение содержания (по объему) тяжелых компонентов в «жирном» газе после магнитной обработки при низкотемпературной сепарации.

Проведен также опыт без водных добавок с использованием ацетона, также являющегося полярным веществом. При этом определенное количество ацетона заправлялся в бомбу, содержащую рассматриваемую смесь ( $p_{\rm HK} = 25,5$  МПа). Результаты опыта показывают, что при этом наблюдается увеличение объема стабильного конденсата на 4 %.

# 9.3. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений одним из основных вопросов является борьба с гидратообразованием при внутрипромысловом транспорте получаемой продукции. Образвоание гидратов обусловлено как климатическими условиями, так и технико-технологическими условиями добычи и транспорта газоконденсатной системы.

В настоящее время основным методом борьбы с гидратообразованием является применение различных реагентов, отрицательно воздействующих на обслуживающий персонал и окружающую среду. В последнее время в нефтепромысловой практике большое развитие получили методы регулирования различных технологических процессов, основанные на применении физических полей. Рассмотрим вопросы борьбы с гидратообразованием под воздействием магнитных полей.

На специальной установке, основным элементом которой являлся участок трубы с электромагнитом, были проведены четыре серии опытов, отличающиеся друг от друга перепадами давления, определяющими режим течения газоконденсатоводяной смеси в трубе. В качестве модели газоконденсатной смеси использовался природный газ скв. 525 месторождения Сангачалы — Дуванныйморе — о. Булла со следующим составом, %:  $C_1 - 95,16$ ;  $C_2 - 2,98$ ;  $C_3 - 0,87$ ;  $C_4 - 0,41$ ;  $C_5 - 0,18$ ;  $C_6 - 0,08$ ;  $C_7 - 0,02$ ; воздух – 1,48; содержание конденсата – 161,8 г/м<sup>3</sup>. Температура опытов выбиралась в соответствии с уровнем давления и составляла 12 °С.

В первой серии опытов перепад давления  $\Delta p$  составлял 0,15 МПа. После прохождения 1000 см<sup>3</sup> газа через рабочую длину трубки с местным сопротивлением давление на выходе резко упало до нуля, что свидетельствует об образовании и накоплении гидратной массы в зоне сопротивления.

Во второй серии были проведены аналогичные опыты, но в этом случае перепад давления  $\Delta p$  составлял 0,81 МПа. Здесь наблюдалось следующее. После прохождения 15 900 см<sup>3</sup> газа давление на выходе упало до нуля, что определяет момент выпадения гидрата.

В третьей серии аналогичные опыты были проведены при значении перепада давления  $\Delta p = 0,7$  МПа. Здесь также после протекания через рабочую длину 74 000 см<sup>3</sup> газа фиксировалось запирание системы выпавшим гидратом.

В четвертой серии опытов при значении перепада давления  $\Delta p = 0.8$  МПа образование гидратной пробки наблюдалось после прохождения 316 300 см<sup>3</sup> газа через рабочую длину трубки.

По окончании опытов была построена зависимость  $V_r = V_r (\Delta p)$ , каждая точка которой определяет количество прошедшего газа  $V_r$  через рабочую длину установки при определенном перепаде давления до момента образования гидратной пробки (рис. 9.5, кривая 1).

На втором этапе исследований рассмотрены физические методы воздействия на исследуемые газоконденсатные системы с целью предотвращения гидратообразования. Эксперименты проводили по той же схеме, но в этом случае газ перед прохождением рабочей длины обрабатывали постоянным магнитным полем. Здесь нужно отметить следующее. Во всех предыдущих и последующих опытах перед началом эксперимента диафрагма (местное сопротивление) и соединительные линии тщательно промывались, высушивались и очищались от находившегося в них выпавшего гидрата. Во всех опытах напряженность магнитного поля составляла 6,9 А/м.

Эксперименты с омагниченным влажным газом проводились при тех же условиях, что и без магнитной обработки.

Результаты опытов первой серии показывают, что гидратообразование наблюдалось после прохождения 112 100 см<sup>3</sup> газа при постоянном перепаде давления  $\Delta p = 0,15$  МПа. Сравнение результатов по первой серии опытов до и после магнитной обработки исследуемой смеси показало, что в данном случае магнитное воздействие привело к уменьшению скорости гидратообразования примерно в 5 раз. Во второй, третьей и четвертой сериях опытов, отличающихся друг от друга только значениями перепада давления, наблюдается аналогичная картина (см. рис. 9.5, кривая 2).

Третий этап исследований посвящен применению ПАВ для борьбы с гидратообразованием. В качестве ПАВ был использован сульфанол. Исследуемую систему обрабатывали следующим образом: перед тем как попасть в рабочую



<ul> <li>Рис. 9.5. Зависимость количества газа, пре шедшего через установку, от перепада давля ния до момента образования гидратной проб ки:</li> <li>1 - без обработки магнитным полем; 2 - с об работкой постоянным магнитным полем; 3 с обработкой ПАВ; 4 - с обработкой ПАВ и условиях постоянного магнитного поля</li> </ul>	
	-

Таблица 9.6

Номер скважи- ны	<i>р</i> ∎, МПа	<i>р</i> <sub>вых</sub> , МПа	 м³∕сут	Q <sub>к</sub> , т∕сут
325	6,6	5	12 500	8
525	6,4	5,2	23 750	20
535	10,4	8,1	17 187	16
522	6,3	4,9	18 500	10

часть установки, газ пропускался через контейнер, наполненный 0,05%-ным водным раствором сульфанола. Опыты также проводились в четыре серии при прочих равных условиях. Сравнительный анализ данных показал, что обработка газоконденсатной смеси ПАВ способствует снижению скорости гидратообразования примерно в 10 раз (см. рис. 9.5, кривая 3).

На четвертом этапе исследований был рассмотрен вопрос комбинированного воздействия на газоконденсатную систему с целью уменьшения скорости и предотвращения гидратообразования. Опыты проводились по приведенной методике, за исключением того, что здесь газ обрабатывался ПАВ пропусканием его через водный раствор сульфанола с последующей обработкой постоянным магнитным полем. При анализе полученных результатов видно, что применение указанного способа приводит к увеличению пропускной способности трубопровода почти в 15—18 раз (см. рис. 9.5, кривая 4).

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы. Установлено наличие оптимальной скорости течения газоконденсатной смеси через трубопровод, обусловливающей наименьшую скорость образования гидратных пробок.

Показано значительное уменьшение скорости гидратообразования в результате комбинированной физико-химической обработки движущегося газоконденсатного потока (магнитное поле + ПАВ). В настоящее время против выпадания гидратных осадков применяются специальные присадки на основе метанола, предотвращающие образование гидратов в переходных участках выкидных линий скважин. Предлагаемые здесь методы борьбы с гидратообразованием отличаются от принятых существенным снижением эксплуатационных затрат, длительностью эффекта, отсутствием вредного воздействия на окружающую среду.

Результаты лабораторных исследований апробируются на ряде газоконденсатных скважин НГДУ им. Н. Нариманова. Согласно технологическому регламенту выкидные линии скв. 535, 325, 525, 522 оборудованы магнитным устройством и приспособлением для подачи ПАВ. Параметры работы скважин приведены в табл. 9.6.

#### 9.4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ОПЫТЫ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МАГНИТНОГО ПОЛЯ

Проведены промысловые опыты по качественной оценке влияния магнитных полей на сепарацию для естественных газоконденсатных систем. Для эксперимента была создана установка, состоящая из передвижной сепарационной установки АПГ-1М, дополненной соответствующей электрической частью для электромагнитного воздействия.

Эксперименты проведены на ГСП № 2 НГДУ им. Серебровского. Установка была подключена к коллекторной линии № 5 (до промысловых сепараторов) с гетерогенным газоконденсатным потоком, содержащим также нефть, воду, парафин и др. Магнитная обработка потока осуществлялась постоянным магнитным полем от электромагнита, установленного на входном участке сепаратора. При этом труба из немагнитного материала проходила между полюсами электромагнита, и на участке длиной 20 см на поток действовало поперечное постоянное магнитное поле.

Исходя из того, что состав газоконденсатного потока не всегда остается постоянным, проведены эксперименты при случайном чередовании наличия и отсутствия магнитного воздействия и при различной длительности времени замера. Фиксировались давления на входном участке до сепаратора  $p_{\rm BX}$ , в сепараторе  $p_{\rm cen}$  и на выкидной газовой линии на выходе сепаратора  $p_{\rm BMX}$ . Были проведены опыты с индукцией магнитного поля, равной 0,12 Тл. В течение первого эксперимента входное давление оставалось постоянным. Значения  $V_{\rm *}$  при наличии поля превышали значения  $V_{\rm *}$  при его отсутствии в среднем на 7 %.

В другом опыте с длительностью замера 10 мин проводилось последовательное чередование отсутствия и наличия магнитного поля. При этом  $p_{\text{вых}} = = 1,1$  МПа. В этом опыте эффект магнитного воздействия в среднем составил 8 %.

Результаты опытов показали, что увеличение  $V_{*}$  после магнитной обработки при  $p_{\text{вых}} = 0.9$  МПа достигает 23 %. Из результатов опытов, проведенных при  $p_{\text{вых}} = 1.1$  МПа, видно, что после магнитной обработки объем стабильного конденсата в среднем возрастает на 9,5 %.

При проведении опытов было замечено, что входное давление  $p_{\text{вх}}$ , а также давление в сепараторе  $p_{\text{сеп}}$  активно реагируют на изменение состава газоконден-

сатного потока. Исходя из этого, во всех проведенных опытах, были выбраны последовательные замеры, при которых  $p_{\mathtt{Bx}}(p_{\mathtt{cen}})$  оставались практически постоянными. При этом объем стабильного конденсата после магнитной обработки во всех замерах только повышался.

Результаты последующих промысловых опытов с различными значениями магнитной индукции (0,06-0,12 Тл) показали, что после магнитной обработки объем стабильного конденсата в среднем возрастает соответственно на 2,2-12,4 %. Были проведены также опыты, в которых трубка проходила между полюсами двух электромагнитов с общей длиной охвата 40 см. Магнитные поля этих электромагнитов устанавливались соответственно равными 0,06 и 0,1 Тл. При этом объем стабильного конденсата увеличивался на 4,5 %.

На контрольном сепараторе УКПГ-1 ПО «Оренбурггаздобыча» было проведено опытно-промышленное испытание улучшения сепарационных свойств газоконденсатных систем воздействием магнитными полями. В соответствии с программой перед началом испытания катушка перед контрольным сепаратором была заменена на соответствующую конструкцию с трубкой из нержавеющей стали марки X17H13M2T. При этом трубка проходила между полюсами двух электромагнитов с общей длиной охвата 60 см.

Испытания проводились следующим образом: 1) скважины (скв. 722, 716) за день переводились на соответствующий режим; 2) проводились замеры выхода конденсата, газа и отбор проб для анализа компонентного состава газа; 3) создавались постоянные магнитные поля различной напряженности (7,5-25,1 A/м), при этом также проводились замеры конденсата, газа и отбор проб для анализа.

В табл. 9.7–9.10 приводятся некоторые результаты промышленных испытаний. При воздействии определенных магнитных полей наблюдалось заметное улучшение сепарационных свойств газоконденсатных систем. При этом количество выделившегося конденсата повысилось в среднем на 5–7 %. Из приведенных анализов газа видно некоторое уменьшение содержания тяжелых углеводородов (C<sub>5+</sub>) в составе газа после магнитной обработки.

На основании полученных результатов был составлен акт промышленного испытания, в выводах которого отмечалось, в частности, необходимость прове-

raonnua 5.7			
Условия испытаний	Время замера, мин	Расход конденса- та, л/мин	
Отсутствие магнитно- го поля	30 30 30	23,3 23,2 23,2 23,2	
Наличие магнитного поля:			
$H_1 = 20,0-25,1 \text{ A/m}$	30 30 30	25,3 24,9 26	
$H_2 = 12,6-18,9 \text{ A/m}$	30 30 30	25 25,2	
$H_3 = 6,3-10,9 \text{ A/m}$	30	24,4	
Отсутствие магнитно- го поля	10	23,4	
Примечание. Во всех экспериментах расход газа составлял 20 тыс. м <sup>3</sup> /ч. давление сепарации –			

10,8 МПа, температура потока - 6 °С.

Таблица 9.7

Таблица 9.8

Компонент	Содержание, %	
	без поля	при нали- чии поля
N <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S C <sub>1</sub> C <sub>2</sub> C <sub>3</sub> <i>i</i> -C <sub>4</sub> <i>n</i> -C <sub>4</sub> <i>i</i> -C <sub>5</sub> <i>n</i> -C <sub>5</sub> C <sub>6</sub> CO <sub>2</sub> Плотность смеси, г/см <sup>3</sup>	6,96 1,84 84,05 3,99 1,59 0,28 0,48 0,22 0,18 0,27 0,64 0,85	5,95 1,17 85,64 3,41 1,28 0,37 0,18 0,1 0,13 0,07 1,71 0,834
Таблица 9.9

Условия испыта- ний	Расход кон- денсата, л/мин	Время за- мера, мин	Температура сепарации, °С			
Отсутствие маг- нитного поля	191 184 194 188	10 10 10	4,5 4,5 4,5 4,5	Таб	лица 9.1(	)
Наличие маг- нитного поля: H <sub>1</sub> = 20,0- 25,1 А/м	199 204	10 10	4,5 4,5	Компонент	Содерж без поля	ание, % при наличии поля
H <sub>2</sub> = 12,6- 18,9 А/м	207 403 199 201	10 10 10 10	4,5 5 5 5	$\begin{matrix} N_2 \\ H_2 S \\ C_1 \\ C_2 \end{matrix}$	5,85 1,37 85,1 4,31	5,87 1,17 85,58 4,17
H <sub>3</sub> = 6,3- 10,9 А/м	30	24,4	6	$ \begin{array}{c} C_3\\ i-C_4\\ n-C_4 \end{array} $	1,62 0,27 0,51	1,44 0,25 0,5
Отсутствие маг- нитного поля Примеча за составлял 2 11.2 МПа.	193 588 ание. Во все 20 тыс. м <sup>3</sup> /	10 30 ех экспериме ч, давление	5 5 ентах расход га- е сепарации –	<i>i</i> -C <sub>5</sub> <i>n</i> -C <sub>5</sub> C <sub>6</sub> СО <sub>2</sub> Плотность смеси. г/см <sup>3</sup>	0,19 0,14 0,13 0,51 0,839	0,17 0,13 0,11 1,61 0,834

дения соответствующей разработки для промышленного внедрения магнитносепарационных установок на действующих технологических линиях.

Проведенные опыты по промышленному испытанию, а также предыдущие промысловые опыты показали, что эффект проявлялся неоднозначно, варьируя в широком интервале значений. Это объясняется многофакторностью процесса. Степень выраженности магнитного воздействия определяется комплексом макро- и микрофакторов, некоторые из них имеют объективно неконтролируемый характер. Несомненную роль при этом играет конкретное состояние солнечной и земной магнитной активности. Тем не менее, магнитный способ улучшения сепарационных свойств газоконденсатных систем не перестает быть эффективным даже при самой малой выраженности эффекта, полученной в результате проведенных исследований.

Практическая неконтролируемость некоторых факторов чрезвычайно осложняет определение обобщенных оптимальных характеристик магнитного воздействия. Приближенные оптимальные условия должны определяться для каждого конкретного объекта на основе длительного и комплексного изучения.

#### 9.5. НОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В БОРЬБЕ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

К настоящему времени разработано несколько способов борьбы с гидратообразованием при добыче и транспорте природного газа. Известно, что в газе, осушенном до точки росы (-20÷-25 °C), количество водяных паров настолько мало, что гидратообразование не может стать помехой для транспортировки газа. В середине 1970-х гг. наряду с трубопроводным транспортом газа возникла идея транспорта природного газа в гидратном состоянии, хотя такой метод транспорта трудноосуществим из-за экономической нецелесообразности и технической сложности.

Известно, что из всех ингибиторов, использующихся в борьбе с гидратообразованием, наиболее эффективным и доступным является метанол. На некоторых месторождениях расход метанола составляет несколько десятков тонн в сутки. Для повышения эффективности борьбы с гидратообразованием необходимо уменьшить расход метанола путем его регенерации. Однако регенерация метанола – не единственная возможность повышения эффективности борьбы с гидратообразованием. Одним из таких методов, позволяющих сократить расход метанола в 2 раза и более, является технология, предложенная А.Х. Мирзаджанзаде; она основана на использовании «памяти» воды в отношении химических реагентов, применяемых в бурении и транспортировке нефти и газа. Сущность этой концепции заключается в том, что гранулированные минеральные полимеры насыщаются метанолом, и природный газ, насыщенный водой, пропускается через слой гранул. Ассоциаты воды, содержащиеся в потоке природного газа, контактируют со слоем метанола на поверхности гранул неорганического полимера. Такая технология была испытана с применением бентонита и при его отсутствии. Результаты этих испытаний приведены в табл. 9.11, из данных которой видно, что метанол, смачивающий бетонит, резко сокращает количество метанола, необходимого для борьбы с гидратообразованием в пути потока газа. Прямой ввод метанола в поток, как видно из экспериментальных данных, также предотвращает гидратообразование, однако его расход при этом увеличивается в 2 раза и более.

Сущность бентонит-метанольного действия заключается в том, что он катализирует процесс разрушения больших ассоциатов до мелких фрагментов, способствуют сдвигу равновесия в сторону исходных компонентов.

Показано, что газовые гидраты образуются за счет взаимодействия высокомолекулярных ассоциатов воды, полости которых являются этропийно благополучными для клатратообразования, т.е. гидраты возникают в том случае, если размеры углеводорода соответствуют размеру полости ассоциата воды. Установлено, что оптимальная степень ассоциации воды, необходимая для гидрато-

		при ввелении			
нтонита, ыщенного ганолом***	на	метанола**	бентонитовой глины	без воздействия	перепад давления, МПа
2300 2500 3300 3800		980 1100 1600 1730	72 86 102 126	4,8 5,9 6,2 7,3	0,18 0,27 0,34 0,5
	6002000	980 1100 1600 1730	72 86 102 126	4,8 5,9 6,2 7,3	0,18 0,27 0,34 0,5

Таблица 9.11

Результаты испытаний	системы ингибиторов	для борьбы с	гидратообразованием
	the second	Am orbear o	

Количество чистого метанола, введени оерется равным метанола, адсорбированного бентонитом.

54 г бентонита насыщаются 3,0 г метанола.

Время,	емя, Потенциал электрода, мВ, при t, °С			Время,	Потенциал электрода, мВ, при t, °С				
мин	-11	-3	+15	+20	мин	-11	-3	+15	+20
5 10 15 20 25 30	8,3 14,7 8,4 15,1 7,9 14,5	11,2 16,2 10,9 15,8 11,3 16,4	14,3 16,4 16,1 17,3 16,2 15,2	16,6 16,8 17,2 17,7 18,7 18,3	35 40 45 50 55	8,5 15,2 7,8 14,6 –	11,5 15,9 10,9 15,3 –	14,5 15,6 16,2 17,5 –	17,1 16,9 16,6 16,8 17,5

Колебание потенциала ион-селективного электрода, введенного в поток водонасыщенного природного газа, на стендовой установке

образования с углеводородами, в зависимости от их размера составляет 17-25 молекул. При контактировании таких ассоциатов воды с поверхностью полимерных гранул, насыщенных метанолом, происходит распад таких больших ассоциатов на мелкие фрагменты за счет гель-иммобилизированного катализа, обеспечивающего неравновесность процесса гидратообразования. В процессах распада и образования газовых гидратов наблюдают автоколебательные изменения, характерные для неравновесных систем.

Потенциал ион-селективного электрода, изготовленного на основе дибензо-18-краун-6, ПВХ и дибутилфталата, при вводе его в увлажненный поток газа в зависимости от распада и образования газовых гидратов соответственно либо резко повышается, либо резко занижается по времени (табл. 9.12).

Экспериментально показано, что при разрушении газового гидрата электродный потенциал увеличивается, а в процессе образования гидрата уменьшается.

Как видно из табл. 9.12 изменение значений потенциалов происходит колебательно во времени. Примечательным является тот факт, что с повышением температуры от -11 до +20 °C периоды колебаний увеличиваются, а их амплитуды уменьшаются. Такой колебательный процесс, несомненно, обусловливается каталитическим действием гель-иммобилизованной системы, образующейся при насыщении бентонита и других неорганических полимеров (цеолиты, ACK и др.) метанолом. Действительно, уменьшение амплитуды колебаний связано с устойчивостью молекулярного комплекса метанол – бентонит, образующегося смачиванием метанола. Образование молекулярного комплекса (А), происходящее за счет сильной водородной связи между метанолом и бентонитом, установлено ИК-исследованиями. Далее молекулярный комплекс (А) при взаимодействии с ассоциатом воды газового потока переходит в сложный промежуточный комплекс (Б), который при распаде дает мелкие фрагменты, сопротивляющиеся достижению критического состояния – образованию гидратов.

Благодаря этому неравновесному процессу, обеспечивается саморегенерация метанола, смачивающего бентонит.

### 9.6. ВЛИЯНИЕ ОМАГНИЧЕННОЙ ВОДЫ И РАСТВОРОВ ПАВ НА КОНЕЧНУЮ КОНДЕНСАТООТДАЧУ

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений одной из причин снижения производительности скважин является выпадение, накопление и частичный вынос конденсата в призабойной зоне пласта. Выпадение конденсата обусловлено снижением пластового давления ниже давления начала конденсации, вследствие чего ухудшаются фильтрационные характеристики пласта.

Одним из возможных методов борьбы с выпавшим конденсатом в призабойной зоне пласта является обработка этой зоны водными растворами ПАВ. Воздействие растворами ПАВ на пористую среду, насыщенную конденсатом, приводит к гидрофилизации поверхности капилляров, ухудшая тем самым смачиваемость породы конденсатом.

В технологических процессах нефтепромысловой практики большое развитие получило применение жидкостей, обработанных различными физическими полями. Так, в частности, закачка омагниченной воды в пласт в НГДУ «Сулеевнефть» привела к увеличению приемистости нагнетательных скважин в среднем на 18 %.

Пробы газа и конденсата были отобраны из месторождения Сангачалыморе. Доля метана в газе составляет 94,61 %. Плотность конденсата 0,793 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 2,3 мПа с. Пористая среда состояла из 80 % кварцевого песка и 20 % глины монтмориллонитовой группы, в которую добавлялось 10 % воды от общей массы смеси. Вся смесь растиралась и оставлялась в герметичном сосуде на 48 ч для набухания глинистых частиц. Затем эта смесь равномерно затрамбовывалась в колонку — модель пласта. Насыщение колонки стабильным конденсатом проводилось в вертикальном положении прокачиванием его в количестве, равном объему пор. Первоначальный объем пор, определенный методом падения давления, был равен 340-350 см<sup>3</sup>. Количество стабильного конденсата в колонке определялось весовым способом. После этого колонку оставляли в вертикальном положении с открытыми вентилями, и под влиянием гравитационного поля происходило стекание конденсата. Оставшийся в колонке конденсат считали конденсатом, выпавшим в призабойной зоне пласта. Давление газа на входе в колонку поддерживалось постоянным и равнялось 2,5 МПа, на выходе - 0,1 МПа, температура - 303 К.

Было проведено две серии опытов по вытеснению выпавшего конденсата в пористой среде природным газом. В первой серии прокачивали природный газ до прекращения выхода конденсата. После этого с выходного конца колонки закачивали 0,5%-ный водный раствор ПАВ типа ИХОС-82 в объеме, равном 1/6 объема пор, т.е. 50 см<sup>3</sup>. Дальнейшая прокачка газа привела к приросту выноса конденсата на 14 %, суммарное количество вышедшего конденсата составило 49 %. Выполаживание кривой выхода конденсата свидетельствует о прекращении выхода конденсата. В этот период было закачано 50 см<sup>3</sup> 0,5%-ного водного раствора ИХОС-82, обработанного поперечным магнитным полем напряженностью 6366 А/м. Прокачка газа в объеме 20 см<sup>3</sup> дала прирост выхода конденсата на 3 %, что соответствует 52 % общего объема конденсата в колонке.

Аналогично была проведена и вторая серия опытов. Разница заключалась в дополнительной закачке воды. Вынос конденсата равен 1,5 % от всего количе-

ства конденсата. На втором этапе в колонку закачивали 50 см<sup>3</sup> пресной воды. После вытеснения газом был получен прирост на 9 %, суммарный выход составил 10,5 %. На третьем этапе в колонку закачивали омагниченную воду (условия обработки магнитным полем такие же, как в первый серии). После вытеснения газом получен прирост конденсата на 5 % и общий вынос составил 15,5 %. На четвертом и пятом этапах провели «доотмыв» водным раствором ИХОС-82 (в последнем случае раствор был обработан магнитным полем); при этом получен прирост соответственно на 5 и 2 %, суммарный выход конденсата составил 22,5 %.

Из результатов проведенных экспериментов следует, что воздействие на пористую среду водными растворами ПАВ и растворами ПАВ, подвергнутыми воздействию магнитного поля, способствует увеличению выноса выпавшего конденсата.

#### 9.7. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ

В настоящее время большое внимание уделяется защите металлических трубопроводов от коррозии. Это связано с тем, что нефте- и газопромысловое оборудование эксплуатируется в условиях наличия высокоагрессивных рабочих сред, а также с другими особенностями работы оборудования.

Известно, что коррозия наносит огромный ущерб хозяйству; полагают, что около 30 % массы ежегодно производимых черных металлов расходуется на возмещение потерь металла от коррозии.

Существует ряд специальных методов противокоррозионной защиты: используются ингибиторы коррозии, бактерициды, защитные покрытия, неметаллические материалы, коррозионно-стойкие металлы и сплавы, а также катодная защита и т.д.

В нефтяной и газовой промышленности широко применяются ингибиторы коррозии. На сегодняшний день это один из самых эффективных и экономичных методов борьбы с коррозией. Однако и он имеет некоторые недостатки: 1) ограничение активности ингибитора оптимальным интервалом температуры; 2) необходимость применения дозаторных устройств для создания требуемых концентраций ингибитора. Все это приводит к дополнительным расходам.

При нанесении покрытий на внутреннюю поверхность труб для уменьшения коррозии эти расходы значительно возрастают.

Эксперимент по исследованию воздействия магнитного поля проводили с пластовой водой, а также при добавке к ней 0,01; 0,05 и 0,1 % тринатрийфосфата. Раствор тринатрийфосфата в воде снижает скорость коррозии по сравнению с пластовой водой на 20 %; оптимальной концентрацией при этом является 0,05 % ПАВ. Изучение комбинированного воздействия омагниченного раствора ПАВ на скорость коррозии проводили при указанной оптимальной концентрации водного раствора ПАВ (0,05 %), который обрабатывался постоянным поперечным магнитным полем напряженностью 5000 А/м. Выяснено, что при такой обработке скорость коррозии снижается на 50-53 % по сравнению с водой.

В газодобыче наиболее интенсивная коррозия наблюдается при кислотной

обработке призабойной зоны скважины. Для снижения скорости коррозии в последние годы при кислотной обработке используются различные ингибиторы, которые при своей дороговизне сравнительно малоэффективны.

Рассматривалась возможность уменьшения скорости коррозии металлов без применения ингибиторов при прокачке растворов кислоты созданием постоянного поперечного магнитного поля. Исследования проводились аналогично выше приведенным с той лишь разницей, что вместо раствора ПАВ применяли 15%-ный водный раствор соляной кислоты.

Результаты исследований показали, что магнитная обработка водного раствора соляной кислоты приводит к снижению скорости коррозии металла на 60-62 %.



# МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Исходные данные, используемые при подсчете запасов газа, конденсата и нефти, составлении технологических схем и проектов разработки, как правило, определяются с некоторыми погрешностями и недостаточны из-за ограниченного числа поисковых и разведочных скважин перед началом работ по подсчету запасов углеводородов и проектированием разработки залежи, что обусловлено недостатками методов получения этих исходных данных и другими факторами. В связи с этим, во второй главе данной работы предлагаются различные методы для получения достоверного характера изменения исходных данных и прогнозирования дальнейшего изменения показателей разработки месторождения.

Необходимые для подсчета запасов газа и проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений исходные данные определяются: лабораторным изучением образцов пористой среды, насыщающих их флюидов и взаимодействия пористой среды с флюидами; газогидродинамическими исследованиями разведочных, эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважин, промыслово-геофизическими исследованиями в необсаженных, обсаженных трубами работающих и простаивающих скважинах, гидрогеологическими исследованиями в пьезометрических и обводненных скважинах, а также сбором и обобщением данных эксплуатации скважин.

Необходимость контроля за разработкой месторождений обусловлена, прежде всего, неточностью и недостаточностью имеющихся данных на стадии проектирования. Объем и содержание работ по контролю за разработкой месторождений устанавливается проектом разработки; осуществляется такой контроль газонефтедобывающими предприятиями с частичным участием проектирующей организации. Параметры и показатели, подлежащие контролю, зависят от стадии освоения месторождения.

Наибольшее число параметров и показателей, подлежащих контролю, приходится на начальную стадию освоения залежи. По мере разработки залежи и получения достоверной информации число контролируемых параметров и показателей сокращается. Количество параметров и методы контроля за разработкой существенно зависят от геологических особенностей месторождений, в частности, от следующих факторов:

типа залежи (пластовая или массивная) и состава добываемой продукции;

неоднородности залежи, ее многослойности, наличия гидродинамической связи между пропластками, величины параметра анизотропии;

наличия и размеров нефтяной оторочки, упругих запасов водоносного бассейна;

степени насыщения газа высококипящими углеводородами;

наличия и амплитуды тектонических нарушений;

последовательности ввода в разработку отдельных участков залежи и величин отборов из различных зон;

соотношения запасов газа в низко- и высокопористых и низко- и высокопроницаемых пропластках;

последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков и вскрытия их скважинами; абсолютных величин проницаемости пропластков;

типа скважин (вертикальные или горизонтальные);

темпа отбора газа, нефти и системы разработки;

обвязки скважин;

числа и размещения скважин, в том числе наблюдательных и пьезометрических;

способа подготовки газа;

наличия коррозионно-активных компонентов в газе, нефти и воде;

устойчивости коллекторов и величин остаточных деформаций при снижении давления;

емкостных и фильтрационных параметров каждого пропластка, положения ГВК, ГНК, НВК, размеров двухфазных зон и многих других факторов.

Контроль за разработкой корректируется путем систематического анализа материалов разработки, накопленных в результате исследований и эксплуатации скважин.

В целом контроль за разработкой осуществляется путем:

изучения данных разбуривания залежи разведочными (для доразведки месторождения), эксплуатационными, наблюдательными, пьезометрическими и нагнетательными скважинами;

изучения свойств образцов породы и насыщающих их флюидов в лабораторных условиях;

проведения газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации;

проведения газоконденсатных и гидрогеологических исследований;

проведения промыслово-геофизических исследований;

использования данных эксплуатации скважин;

использования данных эксплуатации систем сбора и подготовки газа, нефти, а также систем регенерации ингибиторов и работы ДКС.

Каждый из названных методов по контролю за тем или иным показателем используется для утверждения пригодности отдельных параметров, использованных при проектировании, и подтверждения соответствия проектных и фактических показателей разработки.

В настоящее время рекомендации по контролю за разработкой в действующих проектах носят в большинстве своем декларативный характер. Эти рекомендации не предусматривают применение наиболее точных и экологически чистых методов получения контролируемых параметров. Сложившаяся ситуация связана с двумя обстоятельствами:

формальным отношением проектировщика к разделу проекта по контролю за разработкой;

недостаточным знанием проектировщика современных методов определения тех или иных параметров комплексом исследований, перечисленных выше.

Часто в проектах разработки предлагаются методы контроля за параметром, не пригодные для определения данного параметра. Так, например, практически ни в одном проекте разработки не рекомендуются определения коэффициентов фильтрационного сопротивления с использованием кривых стабилизации забойного давления и дебита после пуска скважин в работу, несмотря на то, что применение этого метода позволяет в несколько раз сократить выпуск газа в атмосферу по сравнению с методом установившихся отборов на 5-8 режимах.

Для контроля за разработкой не учитывается возможность замены исследования на стационарных режимах фильтрации на исследования при нестационарных режимах, в частности, на использование КВД при определении фильтрационных свойств пласта, а также на использование ускоренных стандартных исследований – изохронного или экспресс-методов.

### 10.1. ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В настоящее время показана принципиальная возможность получения достоверной информации об акустических свойствах горных пород в обсаженных скважинах. Несмотря на экранирующее действие металлической обсадной колонны, волновое сопротивление которой много больше волновых сопротивлений пород, уверенная информация может быть получена при хорошем и среднем качестве цементирования затрубного пространства.

Результаты моделирования показывают, что даже в случае отсутствия цемента за колонной может быть получена информация по некоторым динамическим параметрам акустического сигнала на частотах ниже 10 кГц. Для исследования обсаженных скважин разработаны и разрабатываются макеты и опытные образцы специализированной аппаратуры ACKУ-I, ПАКТ-I, ЗВУК-II.

В соответствии с данными теории и моделирования, такая аппаратура оснащена широкополосными излучателями (с основной долей энергии, сконцентрированной в диапазоне 1–10 кГц) и приемниками упругих волн, а также селективной системой регистрации акустических сигналов. Возможно, что такая широкополосная аппаратура может одновременно использоваться как для каротажа через колонну, так и для акустической цементометрии. Параллельно в ряде НИИ проведен большой объем теоретических, лабораторных и скважинных исследований, направленных на установление количественных связей между параметрами акустического сигнала и физико-механическими свойствами горных пород, в особенности пород-коллекторов и глинистых покрышек. К настоящему времени определены основные параметры акустического сигнала и их чувствительность к изменению различных физических свойств пластов. Наибольшее количество данных получено по связи акустических параметров с литологическими свойствами пород и с их пористостью.

Появление способа и аппаратуры акустического каротажа (АК) для работы через обсадную колонну создает предпосылки для существенного повышения эффективности комплекса ядерно-геофизических и акустических методов при исследовании разведочных скважин. Специфика исследования таких скважин сводится к тому, что местоположение продуктивных пластов и тем более их характеристики заранее не известны. В этом смысле комплексирование ядерных и акустических методов, основанных на использовании принципиально различных физических полей, может быть чрезвычайно плодотворным, в особенности при выделении ВНК в условиях низкоминерализованных подошвенных вод.

Механизм распространения акустических волн в горных породах описывается уравнениями динамической теории упругости для скалярного и векторного потенциалов. При этом основными акустическими характеристиками горных пород являются скорости распространения продольных  $v_p$  и поперечных  $v_s$  волн, их коэффициенты затухания  $\alpha_p$  и  $\alpha_s$ , а также преобладающие частоты в спектре регистрируемых импульсов. Чтобы получить кривую изменения указанных параметров по разрезу, производится измерение разности времени  $\Delta t$  коррелируемых вступлений p- и s-волн на двух регистрирующих каналах. Отношение интервального времени  $\Delta t$  к базе измерения  $\Delta l$  является величиной, обратной скорости распространения волны, и обычно используется при дальнейших расчетах коллекторских свойств пластов.

Коэффициенты затухания *p*- и *s*-волн оцениваются путем сопоставления средних амплитуд *A* на двух каналах по формуле

$$\alpha_{p,s} = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2},$$
(10.1)

где *l* – база измерения.

При исследованиях в разведочных скважинах целесообразно использовать следующие производные параметры:

преобладающую частоту колебаниий  $\omega$  в волновых пакетах, соответствующих *p*-и *s*-волнам;

отношение  $A_p/A_s$  или  $E_p/E_s$ , характеризующее обмен энергиями между продольной и поперечной волнами на одном и том же канале (эти параметры могут быть чувствительны к изменению трещиноватости и насыщенности пласта);

параметр  $v_p/v_s$ , чувствительный к смене литологии и в некоторых случаях к насыщенности пласта;

в интервалах продуктивных пластов для разделения частей пласта, насыщенных различными флюидами, целесообразно оценивать объемную дисперсию скоростей  $v_{p,s}(\omega)$  и частотную зависимость коэффициентов поглощения  $\alpha_{p,s}(\omega)$ ; как следует из теоретических расчетов, в интервалах нефте- и газоносных пластов должна отмечаться значительно большая дисперсия  $\Delta v_p$  ( $\approx 30$  %), чем в водоносных ( $\approx 3$  %);

чувствительный к изменению насыщенности пласта комплексный коэффициент передачи K(ω) для p- и s-волн, учитывающий одновременно динамическую и кинематическую характеристики волны.

Зависимости  $\Delta t(\omega)$ ,  $K(\omega)$  и  $\alpha(\omega)$  могут быть получены путем деления спектров на двух каналах.

Одной из наиболее важных методических задач АК при разведке нефтегазовых месторождений является выделение в разрезе зон трещиноватостей, к которым могут быть приурочены продуктивные пласты в карбонатных отложениях.

Исходя из физических предпосылок метода, упругие волны, особенно поперечные, весьма чувствительны к нарушению сплошности среды. На трещинах терпят разрыв тангенциальные смещения частиц среды, возникающие при распространении s-волн, и существенно ослабевает интенсивность p-волн. Скорости p- и s-волн также уменьшаются при увеличении трещиноватости. Изменение динамических и кинетических параметров этих волн тесно связно со степенью раскрытости трещин, их протяженностью и количеством на единицу длины. Кроме того, существенное влияние оказывает угол встречи волны и трещины, а также соотношение длины волны и величины раскрытия трещины.

Следовательно, информацию *p*- и *s*-волн можно использовать не только при выделении зон трещиноватости, но и при количественной оценке коллекторских свойств.

АК эффективно применяется при определении пористости коллекторов в необсаженных скважинах. В случае работы со специализированной низкочастотной аппаратурой можно оценивать пористость продуктивных пластов и в обсаженных скважинах. При этом можно пользоваться регрессионными уравнениями типа Уайли, которые получены почти для всех типов пород-коллекторов.

Ниже приведено сопоставление значений пористости  $K_n$ , полученных по материалам АК обсаженных скважин нескольких месторождений Самарской области, и ее значений, полученных по РК и керновому материалу (табл. 10.1). Измерения проводились в скважинах с высоким выходом керна.

Анализ табл. 10.1 и первичных материалов показывает, что в интервале однородных частей пласта показания РК и АК с точностью 1–2 % соответствуют керновым определениям. В неоднородных частях пласта результаты анализа керна и АК близки, в то время как показания  $K_{\pi}$  по РК занижены, повидимому, из-за влияния неоднородности среды на усреднение нейтронных параметров.

<sup>4</sup>резвычайно важной методической задачей АК обсаженных скважин может быть выделение в разрезе продуктивных пластов, оценка типа флюида, насыщающего пласт, и, наконец, использование АК в комплексе с другими методами для количественной оценки насыщенности пласта.

Возможность использования акустического каротажа для оценки насыщенности пласта основана на связи основных параметров акустического сигнала не только с физико-механическими свойствами скелета породы, но и со свойствами насыщающей жидкости и степенью ее взаимодействия со скелетом

Интервал	Число	Buyon venus	Пористость*, %						
отбора	отбора образцов %		по керну	по АК (средне-	по РК (средне-				
керна, м			(средняя)	взвешенная)	взвешенная)				
1653-1655	31	100	12,6	9,9	12,2				
1655-1660	29	76	14,0	13,8	15,5				
1665-1670	65	50	20,3	21,0	12,6				
Среднева	вешенная пори	стость по пласту:	по керну — 16	6,6 %, по АК — 16	5,37 %, по РК				

Таблица 10.1 Результаты определений *К*<sub>п</sub>

породы. Лабораторные исследования, проведенные в камерах высоких давлений и температур, показывают, что в газонасыщенных нефтях при давлениях 10–20 МПа и температуре ~ 70 °C скорость  $v_p$  примерно на 30 % ниже, чем в пластовых водах вне зависимости от их минерализации. При этом с увеличением температуры скорость в нефтяных пластах уменьшается на 3–5 м/с на 1 °C, а в пластовой воде увеличивается на 2 м/с на 1 °C, т.е. при переходе к более высоким температурам и давлениям газонасыщения различие скоростей в нефтях и воде увеличивается.

Необходимо отметить, что дифференциация пластовых флюидов по коэффициенту поглощения акустических волн в зависимости от вязкости может составлять десятки-сотни процентов.

Высоковязкие нефти и воды могут практически не различаться по скоростям. Так,  $v_p$  нефти месторождения Павлова Гора составляет при t = 20 °C 1480 м/с ( $\mu = 500$  мПа·с), а  $v_p$  воды – 1500 м/с. Однако они резко различаются по затуханию. Такое аномальное поведение акустических параметров может быть использовано при предварительной оценке вязкостных свойств нефтей по материалам АК.

Наличие твердой фазы – скелета породы – и действие горного давления существенно сглаживают дифференциацию различно насыщенных сред. Однако, как показывают теоретические расчеты и эксперименты в лаборатории и скважинах, дифференциация водо-, нефте- и газонасыщенных пород по динамиче-



Рис. 10.1. Выделение нефте- и газоносных пластов в карбонатном разрезе в условиях обсаженной скважины.

Нои скважины. Кривые каротажа:  $1 - \Pi C$ ; 2 - KC; 3-5 - ИННК; <math>6-13 - AK: 6,  $7 - удельные времена <math>t_1/l_1$ ;  $t_2/l_2$ ; 8 -удельное интервальное время  $\Delta t/\Delta l$ ; 9 -отношение амплитуд продольных волн на двух каналах  $A_1$ ; 10 -отношение амплитуды поперечной волны к амплитуде продольной  $A_2$  волны на первом канале  $A_s/A_p$ ; 11, 12 -амплитуды продольных волн на двух каналах; 13 -амплитуды поперечных волн на первом канале

ским параметрам все же значительно превышает точность измерения, достижимую при АК. Из имеющихся в публикациях зависимостей скоростей продольных волн в водо-, нефте- и газонасыщенных песках от температуры и давления, а также коэффициента затухания в этих песках от частоты видно, что даже при высоких дифференциальных давлениях  $\Delta p$  дифференциация водоносных и нефтеносных пластов по скорости может составлять 10–20 % и по затуханию — 300–400 %.

Интересные результаты получены и при исследованиях в обсаженных скважинах, проводившихся специалистами ВИТР с аппаратурой АСКУ-I (рис. 10.1) и специалистами ИГиРГИ с аппаратурой ПАКТ-I (рис. 10.2–10.3) на Радаевском и Кулешовском месторождениях Самарской области и Ромашкинском



Рис. 10.2. Выделение ВНК в условиях обсаженной скважины и наличия высокоминерализованных подошвенных вод. Кривые каротажа: 1 – ПС; 2 – КС; 3 – ГК; 4 – энергия акустического сигнала на одном канале

месторождении Татарии. В приведенных примерах использован ряд параметров акустического сигнала, в том числе интеграл огибающей волновой картины. Из рис. 10.1-10.3 видно, что дифференциация различно насыщенных частей пласта по динамическим параметрам может составлять  $n \cdot 100$  %.

В разведочных скважинах, бурящихся на нефть и газ, скважинная акустика может сыграть существенную роль как при выделении продуктивных пластов, так и при оценке их коллекторских свойств. При этом исследования могут проводиться по следующим этапам.

В открытом стволе:

акустический каротаж с помощью серийной аппаратуры с записью аналоговых кривых  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $\Delta t$ ,  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\alpha$ ;

выделение вероятных интервалов продуктивных пластов по комплексу электрокаротажа, РК и АК;



Рис. 10.3. Выделение ВНК в условиях высоковязких нефтей и невысокой минерализации пластовых вод. Кривые каротажа: 1 – ПС; 2 – КС; 3 – ГК; 4 – НГК; 5 – энергия акустического сигнала на одном канале

детальные измерения в интервалах продуктивных пластов с высокоинформативной аппаратурой АК, например, типа ЗВУК-II, обладающей широким спектром излучения, с записью волновых картин на оптический или магнитный носитель, а также с записью фазокорреляционных диаграмм.

После обсадки скважин:

измерения с акустическим цементометром АКЦ-I;

повторные измерения с широкополосной низкочастотной аппаратурой в процессе естественного или искусственного расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, а также изменения термодинамической обстановки в пласте; эксперименты, выполненные специалистами ВНИИЯГГ и ВНИИ, показывают, что комплексное термоакустическое воздействие может способствовать регулированию процесса расформирования зоны проникновения.

На стадии разведки месторождений при наличии на структуре нескольких скважин чрезвычайно существенным методом может оказаться акустическое прослушивание пласта. Технология данного способа сводится к следующему: в одной из скважин с помощью насоса или испытателя на трубах производят локальное изменение давления. Это приводит к образованию волны давления, которая будет распространяться по пласту на большие расстояния в виде «волны перетекания». Одновременно в пласте будет возбуждаться акустическая волна, которая распространяется по пласту со скоростью звука. Регистрация этих обеих волн может производиться акустическими датчиками давления: в первых вступлениях будет регистрироваться звуковая волна, идущая по скелету породы, а в последующих - волна давления; при этом скорость и затухание первой волны будут характеризовать коллекторские свойства пласта между исследуемыми скважинами, а на основе параметров второй волны можно получить информацию о гидродинамических свойствах жидкости, насыщающей пласт. Комплекс этих параметров будет полезен не только при подсчете запасов нефти, но и при выборе системы разработки, а также сетки эксплуатационных скважин.

## 10.2. ВЫДЕЛЕНИЕ ГАЗОНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО (ИНК) И АКУСТИЧЕСКОГО (АК) КАРОТАЖА

Разделение продуктивных пластов в разведочных скважинах по типу насыщающего флюида стандартным комплексом геофизических методов часто затруднено. Наличие зоны проникновения, плохие коллекторские свойства приводят к существенному уменьшению дифференциации показаний КС, ПС, ГК, НГК в газо-, нефте- и даже водоносных частях пласта.

В этих условиях геофизические исследования приходится проводить в обсаженных скважинах различными методами, позволяющими получить информацию о насыщенности коллекторов, находящихся за обсадной колонной.



Рис. 10.4. Диаграмма сопоставления промыслово-геофизических параметров по скв. 318 Яблоновской площади. Кривые каротажа: 1 – ПС; 2 – КС; 3 – 4 – ИННК: 3 – интегральная кривая, 4 – задержка 700 мс;

ивые каротажа: 7 - 11C; 2 - KC; 3 - 4 - ИППК: 3 - интегральная кривая, 4 - задержка 700 мс;5 -плотность нейтронов во времени

Не менее трудно осуществлять контроль и за разработкой газовых месторождений. В ряде районов для этого используется комплекс стандартных нейтронных гамма-методов. Эти методы также не всегда достаточно эффективны вследствие их сравнительно малой глубины проникновения, недостаточной чувствительности к изменению хлоронасыщенности среды и плотностных характеристик пласта.

Применение импульсных методов, включающих ИННК или ИНГК, а также импульсный акустический каротаж – ИАК, позволяет существенно повысить достоверность геофизических заключений в трудных геологических условиях. Преимущества импульсных нейтронных методов в отношении их чувствительности к интересующим характеристикам пласта достаточно убедительны. Например, при высокой пористости коллектора и низких пластовых давлениях газоносные горизонты могут быть выделены по одному зонду ИННК, как это показано на рис. 10.4. Однако в большинстве случаев одного зонда ИННК недостаточно, и для уверенного выделения газоносного пласта требуются данные различных зондов или других геофизических методов; такой подход показан на рис. 10.5 и 10.6.

Из рис. 10.4 и 10.5 видно, что, если для скважины Яблоновской площади



Рис. 10.5. Диаграммы сопоставления промыслово-геофизических параметров по скв. 78 Лебяжинской площади.

Кривые каротажа:  $1 - \Pi C; 2 - KC; 3 - IK; 4 - HIK; 5 - 8 - ИННК: 6 - интегральная кривая, 7 - задержка 1300 мс, 8 - задержка 800 мс; 9 - АК, интервальное время <math>\Delta t$ 

газоносный пласт выделяется однозначно по максимальным показаниям одного зонда ИННК, то для скважин Лебяжинской площади одного зонда недостаточно. Применение в этих условиях двухзондовой методики ИННК (см. рис. 10.6) также не всегда эффективно.

Достоверность определений продуктивности пластов существенно увеличится при дополнении комплекса промыслово-геофизических методов данными АК. Возможность применения АК для выделения газоносных коллекторов основывается на том, что породы, насыщенные газом, характеризуются заметным понижением скорости распространения продольных волн и значительным увеличением поглощения акустической энергии по сравнению с водонасыщенными и даже нефтенасыщенными породами.

На рис. 10.7 приведены ожидаемые кривые интервального времени  $\Delta t$  и отношения амплитуд волн на двух каналах  $A_2/A_1$  в модели разреза, состоящего из водоносного, газоносного и уплотненного песчаников, залегающих среди глин. Также схематично изображены кривые стандартного комплекса каротажа для данной модели разреза.

Следует отметить, что в реальных условиях большое затухание упругой волны, идущей по газонасыщенному коллектору, может приводить к срабатыванию регистрирующих устройств акустической аппаратуры не от первых вступлений волны, а от последующих — высокоамплитудных выступлений. Это мо-



Рис. 10.6. Диаграммы сопоставления промыслово-геофизических параметров по скв. 32 Лебяжинской площади. Кривые каротажа: 1 – ПС; 2 – КС; 3 – микрозонды; 4 – ГК; 5 – НГК; 6-12 – ИННК: 6-9 – база измерений 55 см; 10-11 – база измерений 32 см; 12 – плотность нейтронов во времени



Рис. 10.7. Ожидаемые кривые геофизических параметров для модели разреза скважины. Кривые каротажа:  $1 - H\Gamma K$ ;  $2 - \Gamma K$ ; 3 - KC;  $4 - \Pi C$ ; 5 - 7 - AK: 5 - отношение амплитуд упругих $волн на двух каналах <math>A_2/A_1$ ; 6 - интервальное время пробега упругой волны  $\Delta t$ ; 7 - кажущееся увеличение за счет пропуска цикла

жет вызвать кажущееся дополнительное увеличение времени пробега волны (см. рис. 10.7, кривая 7) и повысить соответствующий коэффициент дифференциации.

Совместное использование приведенных кривых ( $\Delta t$ ,  $A_2/A_1$ ) увеличивает достоверность выделения газоносных пластов, например, на фоне глин и уплотненных песчаников. Если регистрируется один акустический параметр, то сочетание его с радиометрическими параметрами (НГК, ИННК) также увеличивает однозначность заключений (см. рис. 10.5).

Условия, подобные приведенным на рис. 10.7, встречены при исследованиях газовых коллекторов, приведенных ВИТРом и ИГиРГИ совместно с трестом «Мангышлакнефтегеофизика» на скважинах месторождения Узень.

На рис. 10.8 дано сопоставление диаграмм различных видов каротажа по скв. 109 в интервале 830-940 м.

Пласт песчаника, находящийся в интервале ~ 875-890 м, является продуктивным. В кровле нижнего пласта песчаника отмечается уплотнение (903-912 м).

Однозначное заключение о газоносности верхнего пласта сделано по данным акустического каротажа, произведенного аппаратурой АСКУ после обсадки скважины. Применение аппаратуры АСКУ в обсаженных скважинах обусловлено низкочастотным спектром акустических сигналов, возбуждаемых электрогидравлическим излучателем 6-8 кГц. Использование низких частот увеличивает также радиус исследования по сравнению с ультразвуковой аппаратурой (ЛАК, СПАК), что существенно при наличии зоны проникновения.

Таким образом, применение комплекса акустических и радиометрических параметров позволяет повысить достоверность выделения газоносных коллекторов в обсаженных скважинах.

Есть основания предполагать, что данный комплекс методов позволит выделить газоносные пласты и в разведочных необсаженных скважинах.



Рис. 10.8. Выделение газоносного коллектора в разрезе с использованием акустического карота-жа в обсаженной скважине (скв. 109 площади Узень). Кривые каротажа: 1 – КС; 2 – ПС; 3-5 – АК: 3 – микрозонды; 4 – отношение амплитуд волн на двух каналах A<sub>2</sub>/A<sub>1</sub>; 5 – время пробега упругой волны, отнесенное к единице длины (t<sub>1</sub>/l<sub>1</sub>)

### 10.3. ТЕРМОАКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ

К настоящему времени проведены теоретические и промысловые исследования термоакустического метода воздействия на призабойную зону пласта. В основе применения метода лежат эффекты термодинамического взаимодействия акустического и теплового полей в нефтяных и газовых коллекторах.

В 1966 г. О.Л. Кузнецовым и др. был обнаружен эффект влияния акустического поля на теплопроводность насыщенных пористых сред.

Влияние акустического поля в диапазоне от 6 до 20 кГц на изменение эффективной теплопроводности изучали на насыпных песчаных и сцементированных синтетических образцах, а также на естественных кернах. Характеристики насыщающих жидкостей приведены в табл. 10.2.

Насыпные песчаные образцы изготавливали из сухого мелкозернистого кварцевого песка со средней окатанностью зерен диаметром 0,16-0,25. Синтетические образцы изготавливали из высокопористого керамического материала и известняков, образцы насыщали указанными жидкостями под вакуумом. Естественные керны отбирали из алевролитовых и известняковых пропластков месторождения Чикудук. Физические характеристики образцов приведены в табл. 10.3.

Подготовленные образцы загружали в калориметр, предназначенный для определения температуропроводности образцов методом регулярного режима первого рода. Акалориметр — медный цилиндрический стакан с внутренним диаметром 50, высотой 70 и толщиной стенок 1 мм.

Установка для определения теплопроводности состоит из акалориметра, термостата, хромельалюмелевой термопары и электронного потенциометра для записи температуры. На съемной крышке акалориметра смонтировали электроввод излучателя колебаний и карман для термопары. Последний впаивали в крышку под углом, но с таким расчетом, чтобы спай термопары находился в центре акалориметра.

Методика экспериментов заключалась в том, что акалориметр после заполнения его испытуемым образцом и ввода термопары подогревали в горячей воде до температуры 45-50 °C. Затем его помещали в термостат, где он охлаждался с одновременной записью изменения температуры во времени. Продолжительность охлаждения составляла 15-30 мин.

Аналогичные опыты проводили с теми же образцами при наложении звукового поля. Генератор возбуждающих импульсов включали с момента помещения акалориметра в термостат, и на экране осциллографа фотографировали волновую картину, т.е. момент посылки и форму ультразвукового импульса, прошедшего через образец.

Жидкость	Месторождение	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, мПа · с
Нефть « Керосин очищенный,	Павлова гора Кирмакинское	0,949 0,935 0,819	540 274 1,49
Модель нефти	-	0,877	138

Таблица 10.2

\* Состоит из 50 % нефти Кирмакинского месторождения и 50 % керосина.

Т	a	б	л	и	ц	a	10.3
---	---	---	---	---	---	---	------

Пористость	Плотность	Теплопро 1,163 В	водность, т/(м·К)	Относительное увеличение теп-	
%	г/см <sup>3</sup>	естествен- ная	в акусти- ческом поле	лопроводности в акустическом поле	
39,5	1,84	1,7	1,91	1.12	
39,5	1,95	1,72	2,14	1,24	
34	2,00	1,93	3,09	1.6	
34	1,60	0,24	0,31	1,29	
34	1,87	0,29	0,35	1,2	
34	2,08	0,27	0,35	0.35	
34	1,77	0,87	0,93	1,07	
			-		
35	1,91	0,89	1,103	1,27	
35	1,66	0,70	0,902	1,29	
·					
35	1,94	0,8	1,04	1,3	
1					
62	1,87	0,072	0,083	1,15	
62	249	0.269	0.57	21	
02	2,40	0,200	0,01	2,1	
62	2 35	0 1 1 9	0 184	154	
02	2,00	0,110	0,10%	1,04	
12.5	2.63	0.4	0.51	1 28	
,-	_,	-,-		1,20	
12.5	2.76	0.85	1.10	1.30	
1,-		-,	-,	-,	
12,5	2,75	0,71	0,83	1,17	
			,		
15	2,35	1,02	1,17	1,15	
				,	
15	2,41	1,08	1,31	1,21	
14	2,69	1,15	1,28	1,11	
1	0.77	4.00	4.74		
14	2,77	1,36	1,74	1,28	
	0.70	1.24	2.00	4.50	
14	2,73	1,31	2,00	1,52	
	Пористость, % 39,5 39,5 34 34 34 34 34 34 35 35 35 62 62 62 62 62 62 62 62 12,5 12,5 12,5 12,5 12,5 14 14 14	Пористость, %         Плотность, г/см <sup>3</sup> 39,5         1,95           34         2,00           34         1,60           34         2,08           34         1,87           35         1,91           35         1,94           62         1,87           62         2,49           62         2,35           12,5         2,63           12,5         2,76           12,5         2,75           15         2,35           15         2,41           14         2,69           14         2,73	Пористость, $%$ Плотность, г/см3Теплопро 1,163 В39,51,951,72342,001,93341,600,24341,600,24341,870,29342,080,27341,770,87351,910,89351,660,70351,940,8622,490,269622,350,11912,52,630,412,52,760,8512,52,750,71152,351,02152,411,08142,691,15142,731,31	Пористость, $%$ Плотность, г/см3Теплопроводность, 1,163 Вт/(м-К)39,51,841,71,9139,51,951,722,14342,001,933,09341,600,240,31342,080,270,35342,080,270,35341,660,700,902351,910,891,103351,940,81,04621,870,0720,083622,490,2690,57622,350,1190,18412,52,630,40.5112,52,760,851,1012,52,351,021,17152,411,081,31142,691,151,28142,731,312,00	

Из полученных результатов (см. табл. 10.3) видно, что эффективная теплопроводность увеличивается как в насыпных, так и в сцементированных средах. Наибольшее увеличение наблюдали в водонасыщенных средах, наименьшее – в сухих. Если определить степень сцементированности сред произведением сжимаемости зерен на модуль объемной упругости скелета, то наибольший эффект наблюдали в менее сцементированных образцах. Отмечено, что чем выше пористость образцов, тем больше относительное увеличение эффективной теплопроводности.

Влияние вязкости насыщающего флюида  $\mu$  на теплопроводность пористой среды показано зависимостью относительного увеличения теплопроводности для песка, насыщенного смесью нефти с керосином и отдельными компонентами смеси. С возрастанием вязкости относительная теплопроводность  $\lambda_{ak}/\lambda$  возрастает (рис. 10.9).

Проведенные исследования указывают на увеличение эффективной теп-

Рис. 10.9. Влияние вязкости насыщающей среды на эффективную теплопроводность в акустическом поле  $\lambda_{as}/\lambda$ 



лопроводности различных коллекторов в акустическом поле. Причем степень увеличения зависит от вязкости, теплосодержания и типа насыщающей жидкости.

#### ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОВОГО И АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЕЙ НА НЕФТЕПРОНИЦАЕМОСТЬ

Влияние теплового и акустического полей на проницаемость песчаной среды, насыщенной парафином или глинистым раствором, изучали на установке, которая состояла из модели пласта диаметром 500 мм со скважиной диаметром 6 мм, расположенной в центре.

В скважине устанавливали нагреватель, совмещенный с акустическим излучателем.

Толщина пласта – 200 мм. Пласт моделировали промытым и просеянным песком: фракции 0,2–0,4 мм, пористость 37 %, проницаемость 3 мкм<sup>2</sup>. Кровлей и подошвой пласта служили слои бентонитовой глины толщиной до 130 мм. Проницаемость глины была близкой к нулю, пористость – около 5 %.

В пласте вокруг скважины создавали кольцевую зону шириной 25 мм, полностью насыщенную парафином или глинистым раствором, который готовили тщательным перемешиванием дистиллированной воды с 5 % бентонитовой порошковой глины. Остальную часть пласта полностью насыщали трансформаторным маслом.

Проницаемость зон до воздействия была равна нулю.

Были проведены три серии экспериментов, в процессе которых осуществляли:

прогрев коллектора; при этом ухудшенную по проницаемости зону нагревали до температуры выше 60 °С в течение 2 ч;

акустическое воздействие на коллектор в течение 2 ч;

совместное тепловое и акустическое воздействие в течение 2 ч.

После каждого опыта замеряли проницаемость ухудшенной зоны. Для этого после воздействия пласт вскрывали, ухудшенную зону осматривали и исследовали ее проницаемость.

Средняя проницаемость ухудшенной зоны (мкм<sup>2</sup>) в зависимости от вида воздействия приведена ниже:

	парафинизации	глинизации	
Акустическое воздействие	0	0	
Тепловое воздействие	0,6	0,45	
Совместное - тепловое и акустическое воздействие	1,2	0,98	
То же с большей интенсивностью	1,46	1,12	

3040

Осмотр ухудшенных по проницаемости зон после каждого вида воздействия показал, что в результате акустического воздействия (без прогрева) изменений формы и проницаемости не наблюдали.

После прогрева зоны парафинизации верхняя часть пористой среды практически полностью освобождалась от парафина, который перетекал под действием силы тяжести в нижнюю часть пласта. При этом проницаемость ухудшенной зоны частично восстанавливалась и составляла 0,6 мкм<sup>2</sup>.

При прогреве заглинизированной зоны процессы, происходящие в ней, носили аналогичный характер, однако увеличение проницаемости было несколько меньшим.

После совместного теплового и акустического воздействия наблюдали четко выраженный кольцевой участок шириной до 10–15 мм вокруг скважины, полностью свободный от парафина или глинистого раствора. Однако эти вещества перемещались в глубь пласта и располагались вокруг освобожденной зоны в виде кольца шириной до 50 мм с проницаемостью соответственно 1,4–1,5 или 1,1–1,2 мкм<sup>2</sup>. Полученные результаты интерпретируются следующим образом.

Повышение температуры приводило к плавлению парафина в порах коллектора. При наложении акустического поля на тепловое расплавленная среда под действием акустического давления, направленного в пласт, начинает перемещаться в глубь пласта, освобождая зону вблизи скважины.

Таким образом, проведенные исследования показали, что совместное тепловое и акустическое воздействие на парафинизированную или заглинизированную пористые среды приводит к восстановлению проницаемости на 40– 50 % от первоначальной.

Влияние акустического поля на перемещения связанной воды исследовали, измеряя потенциал собственной поляризации в акустическом поле. Возникновение потенциала собственной поляризации обусловлено движением связанной воды. В связи с этим целью исследований было выявление возможности перемещения связанной воды в акустическом поле.

Исследования проводили на установке, в которой источник акустических колебаний, помещенный в модель песчаного пласта, представлял собой пьезокерамический цилиндрический излучатель типа ЦТС-19, экранированный медной фольгой и изолированный от среды слоем эпоксидной смолы. Акустическое излучение в породе регистрировали прямоугольным пьезокерамическим датчиком акустических колебаний типа ЦТС, подсоединенным к осциллографу типа С1-19. Модель пласта – это прямоугольная призма размером 60×40×25 см, покрытая слоем звукопоглощающей резины и заполненная утрамбованным песком. Моделирующей средой служил промытый песок Люберецкого карьера (фракции 0,2-0,4 мм) со средней окатанностью зерен и пористостью 36 %, насыщенный водой соленостью 0,005N. Потенциал собственной поляризации (СП) регистрировали контактным способом платиновыми сеточными электродами размером 45×45 мм, размещенными на расстояниях 150 и 200 мм от акустического источника. Электроды соединяли с чувствительным самопишущим потенциометром МК-54, экранированным кабелем типа РК.

Нуль прибора устанавливали перед началом эксперимента коротким замыканием клемм, а затем подключали электроды.

В квазистационарном режиме включали источник акустических колебаний и одновременно вели запись показаний СП до выхода кривой на новый квазистационарный режим. Вслед за этим источник акустических колебаний отключали и записывали спад кривой СП. Потенциал регистрировали при различных интенсивностях акустического поля.

Время установления потенциала СП в акустическом поле равнялось 10– 15 мин, что согласуется с теоретическими представлениями о продолжительности установления акустических потоков в жидкостях. Величина потенциала зависела от количества связанной воды и интенсивности акустического поля.

Проведенные исследования указывали на принципиальную возможность использования совместного теплового и акустического полей для удаления из призабойной зоны связанной воды с целью восстановления нефтепроницаемости коллектора.

#### ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОВОГО И АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЕЙ НА РАЗЛОЖЕНИЕ ГИДРАТНОГО ГАЗА

Вопрос о совместном тепловом и акустическом воздействии на газ, находящийся в твердом состоянии, имеет важное значение для разработки и разведки месторождений гидратного газа и для борьбы с гидратообразованием в призабойной зоне. Для проведения исследований в стеклянную крестовину, рассчитанную на рабочее давление 0,6 МПа, были встроены излучающий и приемный акустические преобразователи, а также электронагреватель, мощность которого измеряли ваттметром и регулировали ЛАТРом. Крестовину на три четверти объема заполняли водой, вакуумировали, а в оставшийся объем подавали из баллона при давлении 0,19-0,2 МПа газообразный пропан. Давление в системе измеряли образцовым манометром. Крестовина постепенно охлаждалась до 0 °C. Температуру в рабочей камере регистрировали термопарой и самопишущим потенциометром. При появлении кристаллов льда на стенке крестовины прекращали охлаждение и поднимали давление до 0,49 МПа, непрерывно перемешивали смесь качанием крестовины в горизонтальной плоскости с помощью вибратора с числом колебаний 2-4 в секунду, в результате чего образовывался слой гидратов.

В экспериментах давление в крестовине поддерживали постоянным и равным 0,49 МПа. Перемешивание продолжали до тех пор, пока не образовывался гидратный слой толщиной 35 мм, а температура при этом повышалась до 2,5 °C.

После образования гидратного слоя его подвергали одному из следующих воздействий: акустическому; тепловому интенсивностью до 84 Вт/см<sup>2</sup>; совместному тепловому и акустическому в тех же диапазонах параметров.

Полученные результаты показаны на рис. 10.10, из которого видно, что акустическое воздействие на гидратный слой приводит к его более интенсивному разложению, увеличивающемуся с ростом подаваемой на излучающий акустический преобразователь мощности. Совместное тепловое и акустическое воздействие на гидратный слой является наиболее эффективным. При этом время разложения гидратного слоя сокращается в 2 раза и более. Процесс разложения гидратов обычным прогревом менее эффективен.

В условиях совместного теплового и акустического воздействия повыше-





1 — без воздействия; 2 — в акустическом поле; 3 — в тепловом поле; 4-5 — в совместном тепловом и акустическом полях с нарастающей интенсивностью

ние акустической мощности при неизменной суммарной мощности, затрачиваемой на оба поля, сопровождается более интенсивным разложением гидратов. Так, при увеличении акустической мощности на порядок (кривые 4 и 5) время разложения гидратного слоя сокращается с 5 до 2 мин. Таким образом, данный процесс протекает в 8,5 раза быстрее, чем при разложении гидратов без акустического воздействия.

#### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ТЕРМОАКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Изучение вопроса о распределении температуры в пласте и окружающих породах проводили на лабораторной установке, состоящей из трехслойной цилиндрической модели пласта и окружающих пород, помещенной в тонкостенный стальной кожух, двух потенциометров типа ЭПП09М3, генератора, двух излучателей акустических колебаний различной интенсивности, электронагревателя, соединенного с ЛАТРом и ваттметром. Диаметр использованной модели равнялся 300 мм, а толщина – 400 мм. В центре модели по оси помещали мед-ную трубку диаметром 10 мм, перфорированную в зоне пласта. Сверху и снизу пласта находились слои, моделирующие окружающую породу. Толщина слоев была: верхнего - 150 мм, нижнего - 130 мм, а толщина пласта - 120 мм. Трубку изолировали от корпуса специальными резиновыми уплотнителями, предотвращающими распространение акустических колебаний по корпусу модели. Акустический излучатель и электронагреватель размещали в трубке таким образом, чтобы излучение акустической энергии происходило равномерно по всей длине трубки. Электронагреватель устанавливали в интервале пласта. В пласте и окружающих породах размещали 15 термопар и присоединяли их к двум потенциометрам. Пласт состоял из тщательно промытого и просушенного кварцевого песка средней окатанности. Размеры частиц изменялись в диапазоне 0,2-0,4 мм, а пористость составляла 34 %. Песок полностью насыщали трансформаторным маслом вязкостью 24 мПа с. Окружающие породы готовили из порошковой бентонитовой глины с дистиллированной водой. Эти породы имели пористость 5 %, плотность 1,442 г/см<sup>3</sup>, водонасыщенность 15,6 %.

От генератора электрические импульсы напряжением 400 В с частотой следования 50 Гц и длительностью 3·10<sup>-5</sup> с подавали в течение 30 мкс на электроды излучающего пьезопреобразователя, который был выполнен в виде параллелепипеда из керамики ЦТС-19 высотой 300 и шириной 8,5 мм. Ведущая частота в спектре излучаемого импульса – 21 кГц. Температуру на стенке электронагревателя поддерживали постоянной. Для этого мощность нагревателя изменяли от 150 до 175 Вт. Было проведено пять серий экспериментов при различных интенсивностях акустического поля.

В предварительной серии опытов изучалось температурное поле только при акустическом воздействии для максимальной интенсивности. Заметного повышения температуры в пределах погрешности потенциометра – 0,5 °С не обнаружили. Это означает, что акустическое поле в пределах таких интенсивностей не влияет на показания термопар. При следующих опытах измеряли температурное поле при нагреве пласта электронагревателем без акустического воздействия.

В последующих опытах изучалось температурное поле пласта при одновременном тепловом и акустическом воздействии с различной акустической интенсивностью.

В экспериментах непрерывно фиксировали мощность нагревателя и температуру в различных точках модели. Каждый эксперимент продолжался до наступления квазистационарного температурного режима.

Эффективную теплопроводность сред определяли по распределению температурного поля, создаваемого в средах нагревателем. Методика определения эффективной теплопроводности заключалась в проведении математического эксперимента на БЭСМ-6.

Система дифференциальных уравнений, описывающая условия эксперимента, имеет вид

$$c_{n} \frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{\lambda_{n}}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right), \qquad (10.2)$$

$$(r_{c} < r < \infty), \qquad \left( 0 < |z| < \frac{h}{2} \right); \qquad (10.3)$$

$$c \frac{\partial \theta}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{\lambda}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right), \qquad (10.3)$$

$$(r_{c} < r < \infty), \qquad \left( 0 < |z| < \frac{h}{2} \right).$$

где  $c_{\tt n}$  и c — теплоемкости пласта и окружающих пород;  $\lambda_{\tt n}$  и  $\lambda$  — теплопроводности пласта и окружающих пород;  $r_{\tt c}$  — радиус скважины.

Начальные и граничные условия были следующими:

$$0 < z < \frac{h}{2}, \quad T = T_{\mu};$$

$$\tau = 0; \quad T = \theta = T_0; \quad z = \frac{h}{2};$$
$$r = \infty; \quad T = \theta = T_0; \quad z = \frac{h}{2}; \quad \frac{\partial T}{\partial z} = 0;$$
$$z = \infty; \quad \theta = T_0; \quad \lambda_n \frac{\partial T}{\partial z} = \lambda \frac{\partial T}{\partial z} = \left(z = \frac{h}{2}\right).$$

Коэффициент теплопроводности при акустическом воздействии определяли в виде функции от интенсивности акустического поля  $J_{a\kappa}$ :

 $\lambda_{a\kappa} = \lambda_0 + A J_{a\kappa}(r)$  при  $J_{a\kappa}(r) \ge 300 \text{ Вт/м}^2$  для глины,  $J_{a\kappa}(r) \ge 840 \text{ Вт/м}^2$  для песка;

 $\lambda_{a\kappa} = \lambda_0$  при  $0 \le J_{a\kappa}(r) < 300$  Вт/м<sup>2</sup> для глины,  $0 \le J_{a\kappa}(r) < 840$  Вт/м<sup>2</sup> для песка.

Интенсивность акустического поля определялась формулой

$$J_{\rm ax}(r) = J_0 \frac{\exp[-\alpha(r-r_{\rm c})]}{(r/r_{\rm c})^{0.5}},$$
(10.4)

где  $J_0$  — интенсивность акустического поля на стенке скважины; α — коэффициент затухания акустических колебаний.

Эффективную теплопроводность сред без акустического воздействия  $\lambda_0$  определяли методом регулярного режима первого рода. Для пласта эффективная теплопроводность оказалась равной 1,28 Вт/м·°С, а для окружающих пород – 0,589 Вт/м·°С.

Методом конечных разностей на ЭВМ проводили расчет приведенной системы при различных константах A с использованием одномерной прогонки. Для увеличения точности расчетной схемы шаг по радиусу выбирали таким образом, чтобы узлы попадали в границы разрыва коэффициента теплопроводности. Расчетное поле температуры сравнивали с экспериментальным и определяли коэффициент A и эффективную теплопроводность сред в акустическом поле. С увеличением интенсивности акустического поля эффективная теплопроводность насыщенного песка возрастала в 5,5 раз, бентонитовой глины – в 3 раза. Аналогичные результаты были получены при проведении промысловых экспериментов.

Исследования влияния характера насыщающей среды и возможностей сфокусированного прогрева коллектора проводились на модели пласта, которая представляла собой вертикально установленный цилиндр диаметром 420, высотой 730 мм, заполненный песком. По всей длине цилиндра проходил электрический нагреватель, вмонтированный в кварцевую трубку с гирляндой (2– 3 шт.) цилиндрических акустических излучателей типа ЦТС, вплотную надетой на нагреватель.

Модель изолировалась от окружающей среды двумя слоями звукопоглощающей резины, чтобы исключить искажающее влияние отраженных акустических волн. Измерения велись шестью термопарами, заключенными в медные карманы и расположенными на разных расстояниях и глубинах. Термопары подключались к автоматическому потенциометру МК-5.

Источником высокочастотного акустического поля служил либо импульсный генератор, либо серийный генератор непрерывных колебаний УЗГ-3-0,4.

Амплитуды и частоты акустических сигналов измерялись осциллографом типа С1-19. Моделирующей средой служил промытый песок (фракция 0,2~0,4 мм). Средняя пористость модели составляла 34 %.

Для выяснения влияния характера среды, насыщающей пласт, опыты проводились при полном насыщении водой, трансформаторным маслом и воздухом при различных интенсивностях акустического поля. В пределах каждого опыта температура на стенке нагревателя поддерживалась постоянной и равной 130-160 °С. Опыты длились 1,5-2 ч до наступления квазистационарного режима.

Эксперименты проводились в два этапа:

при нагревании пласта без акустического воздействия измеряли температуру в различных точках;

аналогично измеряли температуру во времени при одновременном тепловом и акустическом воздействии.

Предварительно для каждой из насыщенных сред контролировали возможность повышения температуры за счет диссипации акустической энергии при трехчасовом акустическом излучении без прогрева. В пределах точности измерений отклонений в показаниях температуры не наблюдали.

Для каждого типа насыщающей среды было проведено несколько серий опытов. Результаты обрабатывались в безразмерных единицах: температуры  $T' = (T - T_0)/(T_{\pi} - T_0)$ , радиуса  $r' = r/r_c$  и времени  $F_0 = \alpha \tau / \tau_0^2$ . Наибольшее увеличение прироста температуры наблюдалось у водонасыщенного песка из-за значительной упругости такой среды. Несколько меньший прирост температуры наблюдался у нефтенасыщенного песка. Это объясняется тем, что нефть обладает гораздо большими, чем вода, вязкостью и коэффициентом затухания акустических колебаний. Минимальные температурные приращения наблюдались в воздухонасыщенном песке.

Полученные результаты согласуются с экспериментами по прямому определению эффективной теплопроводности указанных сред. С увеличением интенсивности наблюдалось нелинейное увеличение прироста температуры.

Возможность сфокусированного термоакустического воздействия показана на рис. 10.11. В процессе этих экспериментов положение акустического излучателя изменяли по пласту так, чтобы градиенты температурного и акустического



Рис. 10.11. Изменения температуры Т при различных положениях теплового и акустического источников:

1 акустический и источники тепловой совмещены; 2 - акустический и тепловой источники находятся на удалении некотором друг от друга; 3 акустический источник отсутствует

821

полей направлялись под различными углами друг к другу. Создание сфокусированного теплового поля в пласте не вызывает особых трудностей.

Ко времени проведения вышеизложенных экспериментов механизм акустического воздействия на теплопередачу в насыщенной пористой среде был изучен недостаточно.

Для интерпретации полученных результатов рассмотрим теплопередачу при акустическом воздействии в среде с очень малой проницаемостью. Увеличение коэффициента эффективной теплопроводности объясняется тем, что акустическое поле активизирует теплопередачу через насыщающую среду, приводя в колебательное движение жидкость внутри закрытых пор. Продолжительность выравнивания температур между фазами в коллекторах, видимо, находится в пределах  $10^{-1}$ – $10^{-3}$  с. В акустическом поле за этот период элементарный объем жидкости внутри закрытой поры совершает от 3 до 2000 колебаний. Эффективная теплопроводность в акустическом поле в средах с малой проницаемостью растет, видимо, из-за уменьшения продолжительности выравнивания температур между фазами внутри закрытых пор.

В проницаемых средах увеличение коэффициента теплопроводности в акустическом поле может быть объяснено тем, что наряду с колебательным движением жидкости внутри закрытых пор формируется гидродинамический поток насыщающей среды в поровых каналах. При этом образуется градиент давления, создаваемый акустическим полем, который принято называть «звуковым ветром». Очевидно, что увеличение температуры в фиксированной точке возможно только при динамическом воздействии теплового и акустического полей и зависит от угла между направлениями потоков тепла и акустического ветра.

Существенное влияние на формирование гидродинамического потока оказывают интенсивность, частота, коэффициент затухания акустического поля, проницаемость, пористость, конфигурация пор скелета, а также свойства насыщающей жидкости. Формирование гидродинамического потока наглядно иллюстрируют проведенные эксперименты по распределению температуры при фильтрации теплоносителя в акустическом поле. Такие исследования проводились на установке, представлявшей собой вертикально установленный винипластовый цилиндр с внутренним диаметром 143 мм, внешним диаметром 160 мм и высотой 300 мм. У нижнего торца цилиндра находилась камера из органического стекла, в которой поддерживали постоянную температуру. В середине камеры проходил змеевик, по которому горячая вода поступала от насоса сначала во вторую, меньшую по размеру камеру, а потом через фильтрационное сито в пласт. Фильтрационное сито использовали для создания равномерного по всей площади цилиндра потока воды в пласт. На выходе из пласта размещали выточенную из органического стекла крышку, на которой имелась трубка для стока жидкости.

Помимо этого установка была снабжена автоматическим потенциометром типа ЭПП-0,7 для замера температуры и мерным баком с водой для насыщения модели пласта под напором. Для акустического воздействия использовался акустический источник типа ЦТС-19, установленный на расстоянии 10 мм от входа в пласт, и генератор непрерывных синусоидальных колебаний. Акустическое поле контролировали помещенным в пласт пьезокерамическим элементом, подсоединенным к осциллографу типа С1-19А.

Интенсивность акустического воздействия составляла более 0,25 Вт/см<sup>2</sup> вблизи источника. В качестве моделирующей среды использовался кварцевый песок со средней окатанностью зерен (фракция 0,2–0,3 мм), а также смесь пес-

Рис. 10.12. Влияние акустического поля различной интенсивности (1-4) на температуру горячей воды (на выходе из модели)



ка с галькой диаметром 10-20 мм. Эксперименты проводили для каждой из скоростей фильтрации в два этапа, в процессе которых:

измеряли температуру в разных точках пласта в условиях фильтрации через пласт горячей воды в течение 3 ч;

измеряли температуру в условиях одновременной фильтрации горячей воды и акустического воздействия в течение 3 ч.

Температуру закачиваемой воды на входе поддерживали постоянной и равной 60 °С. Через каждый час для определения средней скорости фильтрации измеряли общее количество профильтровавшейся через пласт воды. Результаты обрабатывали в безразмерных значениях температуры  $T^*$ , времени  $F_0 = \alpha \tau / \tau_0^2$  и расстояния  $r^*$ .

Как видно из рис. 10.12, в условиях акустического воздействия происходит перераспределение температурного профиля по пласту. Температура вблизи выхода из пласта увеличивается в 1,6-1,8 раза, и характер ее распределения приближается к линейному. С увеличением интенсивности акустического поля относительный прирост температуры возрастает. Полученные результаты свидетельствуют о принципиальной возможности использования термоакустического воздействия для конвективного прогрева призабойной зоны.

#### промысловые исследования

Промысловые исследования термоакустического воздействия на пласт проводили на месторождении, которое приурочено к крупной антиклинальной структуре широтного простирания; складка асимметричная, свод ее смещен к востоку, размер складки 40×40 км. Всего выделяется шесть продуктивных горизонтов общей мощностью 350-400 м на глубине 1200-1500 м.

Каждый горизонт содержит ряд продуктивных пластов и пропластков (от 1 до 13), различающихся по толщине (0,8–35 м). Мощность глинистых прослоев, разделяющих горизонты, колеблется от 1 до 20 м.

Коллектор средне- и крепко сцементирован неоднородным по типу и составу цементом, основу которого представляют каолинитовые глины. В редких случаях встречается глинисто-карбонатный или кальцитовый цемент. Пористость довольно высокая и составляет 20-26 %. С увеличением глинистости пористость снижается до 14 %. Проницаемости коллекторов (по данным исследований скважин на приток и по кернам) близки и колеблются от 0,19 до 0,34 мкм<sup>2</sup>.

Нефть малосернистая с большим количеством асфальтосмолистых веществ

и парафина (до 24-28 %). По горизонтам нефти мало отличаются друг от друга. Вязкость в пластовых условиях варьирует от 3,4 до 4,2 мПа·с, пластовые температуры – 56-63 °C, температура насыщения нефти парафином – 62±3 °C. В процессе разработки продуктивность скважин сильно снижается из-за выпадения в призабойных зонах парафина и асфальтосмолистых веществ.

Для промысловых испытаний был изготовлен действующий макет скважинной установки.

Эксперименты проводили на трех газлифтных скважинах. Скважины находились вдали от нагнетательного ряда и не реагировали на нагнетание воды; вскрытая толщина продуктивного пласта не превышала 20 м. Эксперименты на скв. 568 проводились таким образом, чтобы получились данные об изменении эффективной теплопроводности окружающего коллектора в акустическом поле. Для этого в скважине методом искусственного теплового поля сначала определялась теплопроводность пласта без акустического воздействия. Затем после совместного теплового и акустического воздействия по специально разработанной методике оценивалось изменение эффективной теплопроводности пласта в акустическом поле.

По указанной методике необходимо получить разность температур в точке



с максимальной интенсивностью акустического поля при обычном прогреве  $\Delta T_1$  и совместном тепловом и акустическом воздействии  $\Delta T_2$  на один и тот же момент времени. Изменение эффективной теплопроводности оценивается из аналитического решения задачи распределения температуры в пласте от нагревателя, длина которого равна мощности пласта.

Если обозначить соотношение эффективных теплопроводностей через  $\eta$ , т.е.  $\lambda_2/\lambda_1 = F_{0_2}/F_{0_1}$ , то полученная из указанного решения зависимость будет иметь вид

$$\frac{\eta - \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}}{\ln \sqrt{\eta}} = \frac{\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}}{\ln r/r_c \sqrt{F_{0,1}}}$$

Термограмма, полученная через сутки после начала воздействий на скважине, показана на рис. 10.13; из нее видно, что разность температур в точках максимальной интенсивности акустического поля достигала 40 °C. Причем при обычном прогревании избыточная температура

Рис. 10.13. Распределение температуры в скв. 568 при обычном (1) и термоакустическом (2) прогреве

 $\Delta T_1 = 100$  °C, а при термоакустическом воздействии  $\Delta T_2 = 60$  °C. Следовательно, соотношение  $\Delta T_1/\Delta T_2 = 1,67$ . Измеренная до воздействия теплопроводность пласта в этих точках оказалась равной 4,65 Вт/(м·К). Теплоемкость пласта определяли расчетным путем:  $c_{\mu} = 768$  Вт/(м·К).

Длина *l* греющей части столба скважинной жидкости, как видно из рис. 10.13, составляла 10 м.

Исходя из этих данных определяли параметр Фурье при прогреве:

$$F_{0_1} = \frac{\lambda_1 \tau}{c_n l^2} = \frac{4 \cdot 24}{660 \cdot 100} = 14,5 \cdot 10^{-4}.$$

Используя значения  $\Delta T_1$ ,  $\Delta T_2$  и  $F_{0_1}$  при заданных r и  $r_c$  по формуле (10.5) получим  $\eta = \lambda_2/\lambda_1 \approx 20$ . Таким образом, теплопроводность окружающих пород в акустическом поле увеличивалась почти в 20 раз.

Другая газлифтная скв. 238 вскрывала пласт на глубине 1399 м. Перед испытанием скважина эксплуатировалась с дебитом 22-23 т/сут. В процессе предшествовавшей эксплуатации коэффициент продуктивности изменился в 2-3 раза по сравнению с начальным.

Сначала в скважине проводилась только тепловая обработка в течение 5 сут. Температура к концу прогрева в зоне установки нагревателя достигала 150 °C ( $\Delta T_2 = 90$  °C). В пласт ввели 7,8 МДж теплоты. После окончания прогрева дебит скважины почти удвоился и составлял 40 т/сут. Замеренный коэффициент продуктивности также удвоился. Эксплуатацию скважины после обычного прогревания продолжали в течение 10 сут, а затем в течение 5 сут осуществляли термоакустическое воздействие. Мощность нагревателя составляла 18 кВт, а акустического излучателя – 2 кВт. К концу обработки температура в указанной выше зоне составляла 110 °C ( $\Delta T_2 = 50$  °C). Предварительно измеренная эффективная теплопроводность коллектора без воздействия  $\lambda_1$  оказалась равной 2,21 Вт/(м·К). Исходя из этих результатов было найдено, что  $F_{0_1} = \frac{1,9 \cdot 5 \cdot 24}{660 \cdot 100} = 34,5 \cdot 10^{-4}$  и  $\eta \approx 5$ .

В течение последующих двух недель после обработки дебит скважины постепенно возрос до 70-80 т/сут, а затем в течение месяца постепенно снизился до 60 т/сут и стабилизировался. Дополнительная добыча в результате термоакустического воздействия составила более 4 тыс. т нефти. При обычном прогревании расчетная добыча за этот же период составила бы 2 тыс. т.

Газлифтная скв. 1498, в которой проводился опыт, вскрывала пласт 14-го горизонта на глубине 1500 м. К началу 1975 г. дебит скважины уменьшился до 70 т/сут, а затем упал до 1-2 т/сут.

Программа промыслового эксперимента на этой скважине ограничивалась термоакустическим воздействием.

Обработку проводили в течение 5 сут. Тепловая мощность нагревателя составляла 21 кВт, а акустического излучателя — 2 кВт. К концу обработки температура в зоне установки нагревателя составляла 97 °С. В процессе воздействия измеряли температуру по стволу скважины, в том числе при кратковременном отключении акустического поля. Отмечено, что отключение акустического источника приводило к увеличению температуры жидкости в скважине. Последующее включение акустического поля приводило к снижению температуры в скважине до первоначального значения.

Такие операции в процессе обработки проводили многократно, и все они

имели тенденцию к увеличению температуры при отключении акустического поля и к ее снижению после включения. Изменение температуры скважинной жидкости объясняли ростом теплопроводности пласта в акустическом поле.

После термоакустической обработки скважина вступила в эксплуатацию с дебитом 100 т/сут. Затем дебит снизился сначала до 70 т/сут, а затем до 30 т/сут. В отдельные дни дебит увеличивался до 80 т/сут, что давало основание для предположений о неполном освоении скважины после обработки. В результате термоакустического воздействия на скважине дополнительно получено более 2 тыс. т нефти.

## 10.4. КРИТЕРИИ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ ШИРОКОПОЛОСНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Выявление в разрезах скважин горных пород, обладающих повышенной трещиноватостью, имеет важнейшее значение для решения многих задач разведочной и промысловой геофизики, инженерно-геологических изысканий, а также строительства глубоких скважин. При поисках и разведке нефтяных и газовых залежей трещинные коллекторы являются одним из наиболее сложных и малоизученных объектов. В рудных скважинах трещинные пласты нередко бывают приурочены к рудоконтролирующим зонам и могут служить одним из поисковых критериев при выделении последних. Сильно трещиноватые горные породы представляют собой потенциально опасные зоны при проходке глубоких скважин и шахт, так как к ним приурочены зоны повышенного поглощения бурового раствора и интервалы прихвата бурового инструмента.

Опыт геофизических исследований показал, что наиболее перспективным методом выявления таких зон является акустический каротаж. Это связано, в первую очередь, с тем, что акустическое поле весьма чувствительно к изменению сплошности и геометрии пустотного пространства среды. Ранее зоны повышенной трещиноватости горных пород в разрезах скважин идентифицировались с помощью АК, осуществляемого серийной аппаратурой СПАК-2М, в комплексе с данными других методов скважинной геофизики. Так, коллектор является трещинным, если против него зарегистрировано повышенное затухание продольных волн, а значения пористости, найденные по АК и одному из радиоактивных методов – НГК или ГГК, совпадают. При этом наличие других факторов, также обусловливающих повышенное затухание продольных волн (глинистые и высокопористые газонасыщенные пласты, мелкое переслаивание), устанавливают по комплексу ГК, ПС, НГК, КС, микрозонды.

К недостаткам такой методики, кроме неоднозначности определения пористости по АК и НГК в случаях загипсованности и доломитизации карбонатного разреза, а также сильного затухания упругих волн, не позволяющего получить истинное значение пористости по АК, следует отнести слабую чувствительность продольных волн к трещинам малой раскрытости (микротрещины), а также к трещинам, параллельным оси скважины.

В последнее время проведена серия теоретических расчетов и эксперимен-

тальных исследований, направленных на установление количественных связей между параметрами упругих волн и характеристиками трещиноватости горных пород. Изучались скорости распространения  $p_0p_1p_0$ - и  $p_0s_1p_0$ -волн в трещинной среде в зависимости от раскрытости трещин, густоты, типа их заполнителя и ориентировки по отношению к падающей волне. На рис. 10.14 приведена обобщенная схема изменения акустических параметров для карбонатного разреза, представленного чередованием пластов с различными типами порового пространства. Кроме вычисленных акустических параметров в схеме приведены также типичные звуковые образы пород в виде волновых картин и фазокорреляционных диаграмм.

Анализ результатов расчетов и экспериментов, а также материалов, приведенных на рис. 10.14 показывает:

наиболее чувствительными к трещиноватости являются динамические параметры (амплитуда, энергия, коэффициент затухания) поперечной волны;

трещиноватая среда вызывает изменение формы и спектра прошедшего акустического сигнала, что делает перспективным акустическую спектроскопию;

Тип карбонатного коллектора	v <sub>p</sub>	vs	<sup>v</sup> <sub>p</sub> /v <sub>s</sub>	Ap	As	A <sub>p</sub> /A <sub>s</sub>					Вид ФКД	Вид ВК
Высокопоровый	-1	-2	3-	4-	-5	-6	7-	8-	9-	-10	$\begin{array}{c} p_0 p_1 p_0  p_0 s_1 p_0 l \\ 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - $	$\frac{P_{0}P_{1}P_{0} - P_{0}s_{1}P_{0}l}{12}$
Низкопоровый												MM
Сильнотрещинова- тый (трещинова- тость хаотическая)											靈	-m-V-
Слаботрещинова- тый (трещинова- тость хаотическая)											[[]]	mmM
Сильнокаверноз- ный К <sub>в</sub> >10 %	الملك ملت التلك الل										2(1) K1 (	mwW
Слабокаверноз- ный К <sub>в</sub> <5 %												mm
Трещинно-каверноз- ный (с преоблада- нием трещинова- тости)												m
Трещинно-каверноз- ный (с преоблада- нием кавернозности)											※約11	mm

Рис. 10.14. Обобщенная схема изменения акустических параметров в разрезе, представленном чередованием пластов с различными типами порового пространства:

1, 2, 3 - соответственно скорости продольной и поперечной волны и их отношение; 4, 5, 6 - амплитуды продольной и поперечной волны и их отношение; 7, 8 - коэффициенты затухания продольной и поперечной волны; 9 - отношение коэффициентов затухания продольной и поперечной волны; 10 - амплитуда трубной волны (волны Лэмба - Стоунли); 11 - фазокорреляционная диаграмма; 12 - волновая картина

скорости *p*- и *s*-волн в трещинной среде в основном зависят от общей пористости и незначительно зависят от геометрических факторов;

динамические параметры продольной волны являются чувствительными только при больших раскрытостях (> 0,1 мм) трещин;

существенное влияние на динамические параметры *p*- и *s*-волн оказывает тип порозаполнителя; так, коэффициенты затухания волн минимальны в случае заполнения трещин кальцитом и глиной и максимальны в случае заполнения нефтью и газом;

наибольшее влияние на характеристику *p*<sub>0</sub>*p*<sub>1</sub>*p*<sub>0</sub>-волн оказывает горизонтальная трещиноватость и минимальное — вертикальная;

наличие единичной трещины или их системы приводит к образованию многократно отраженных монотипных и обменных волн. Годографы этих волн в общем случае пересекаются с годографами головных волн; это обстоятельство приводит к нарушению осей синфазностей основных волн;

весьма чувствительными к зонам повышенной трещиноватости (в связи с их высокой проницаемостью) должны быть также динамические параметры трубных волн Лэмба – Стоунли; механизм распространения этих волн в скважине близок к гидравлическому удару в трубе с ответвлениями; минимумы амплитуд и энергий этих волн должны соответствовать наиболее трещиноватым и проницаемым участкам.

С появлением широкополосной аппаратуры ЗВУК-2 (АКН-1), обеспечивающей надежную регистрацию продольных, поперечных и других типов волн, появилась возможность проверки сделанных ранее выводов, применительно к условиям скважин. С этой целью были проведены специальные исследования на ряде месторождений стран СНГ, где развиты трещинные породы. Ниже рассмотрим конкретные примеры возможности выявления зон повышенной трещиноватости с помощью широкополосного АК.

На рис. 10.15 показан пример выявления зон трещиноватостей в приповерхностной части карбонатного разреза на глубинах до 400 м. Тонкослоистые породы в этом разрезе находятся в условиях вечной мерзлоты и после их растепления. Из этого рисунка видно, что наиболее активная зона растепления находится на глубинах до 200 м. Эта зона отображается на фазокорреляционных диаграммах (ФКД) в виде участков с обрывками осей синфазности, из которых выходят годографы интенсивных отраженных волн  $\Gamma_{\rm orp}$ . В нижней части разреза трещинные зоны также выявляются на ФКД по появлению боковых отраженных и обменных волн, минимумов амплитуд поперечных волн и даже по понижению скорости *p*- и *s*-волн. Используя значения скоростей упругих волн рассчитаны деформационно-упругие модули пород и величина горизонтального напряжения  $\sigma_r$ . При сравнении значений *E*, *G*, v,  $\sigma_r$  в интервалах 200– 250 м, 250–255 м видно, что упруго-деформационные модули также весьма чувствительны к изменению трещиноватости среды.

На рис. 10.16 представлены записи, полученные различными геофизическими методами в карбонатном разрезе одной из скважин Днепровско-Донецкой впадины на участке с трещинными газонасыщенными коллекторами (интервалы глубин 3405-3420 и 3460-3490 м). Нетрудно видеть, что по другим геофизическим методам, в том числе и по акустическому каротажу (с регистрацией параметров только продольных волн), выполненному как с аппаратурой СПАК-2, так и АКН-1, трещинные коллекторы в указанных интервалах не выделяются. В некоторых случаях (например, на глубинах 3405-3420 м) напротив трещинных зон вместо уменьшения амплитуд продольных волн отмечается некоторое их увеличение, что, по-видимому, связано с более высокими диффе-


Рис. 10.15. Выделение зон трещиноватости по комплексу акустических и упругих параметров: 1 — термометрия; 2 — резистивиметрия; 3 — ПС; 4 — КС; 5 — амплитуда поперечной волны; 6 — фазокорреляционные диаграммы; 7, 8 — скорости продольной и поперечной волны; 9 — модуль Юнга; 10 — модуль сдвига; 11 — коэффициент Пуассона; 12 — модуль всестороннего сжатия; 13 — гори-зонтальное напряжение; 14 — зона трещиноватости



Рис. 10.16. Выделение зон трещиноватости в карбонатном разрезе с использованием параметров поперечных волн.

Кривые каротажа: 1 – КС; 2 – ПС; 3 – кавернограмма; 4 – ГК; 5 – НГК; 6, 7 – амплитуда и затухание продольной волны; 8 – фазокорреляционная диаграмма; 9, 10 – скорости поперечной и продольной волн; 11, 12 – амплитуды продольной и поперечной волн; 13 – зоны трещиноватости ренциальными давлениями на данных участках за счет наличия газа. Анализ фазокорреляционных диаграмм и амплитудной кривой поперечных волн  $A_s$  показывает, что напротив трещиноватых зон имеет место уменьшение амплитуды поперечных волн и наличие волн вторичного типа в виде коротких линий, секущих фазокорреляционную диаграмму под различными углами.

Другой пример выделения трещинной зоны в терригенном разрезе по наличию на записях ФКД волн вторичного типа приведен на рис. 10.17. Запись получена в скважине Анастасьевской площади ДДВ, где в интервале глубин 4490-4500 м находится трещинная зона, представленная пластом аргиллита, трещины в котором, как показал анализ керна, преимущественно горизонтальные. Хорошо видно, что в отличие от записей ФКД, приведенных на рис. 10.16, здесь волны вторичного типа имеют четко выраженные оси синфазности, располагающиеся под определенными углами к оси скважины. Очевидно, данный факт свидетельствует о возможности оценки угла преимущественной ориентации трещин по характеру записей фазовых линий волн вторичного типа на ФКД.

Применение широкополосного АК не только будет способствовать выявлению зон повышенной трещиноватости, но и позволит осуществлять контроль за изменением механической сплошности среды в результате различных видов воздействия на горную породу. Это положение иллюстрирует рис. 10.18, где показано сопоставление материалов АК до и после обсадки одной из скважин месторождения Узень.



Рис. 10.17. Выделение зоны трещиноватости в терригенном разрезе. Кривые каротажа: 1 — ПС; 2 — КС; 3 — ГК; 4 — НГК; 5 — фазокорреляционная диаграмма; 6 — зона трещиноватости



Рис. 10.18. Изучение напряженного состояния горных пород путем повторных замеров АК. Кривые каротажа: 1 – КС; 2 – индукционный каротаж; 3 – кавернограмма; 4, 5 – фазокорреляционные диаграммы, зарегистрированные до и после обсадки; 6, 7 – интеграл огибающей волнового пакета; 8 – зоны трещиноватости; 9 – зоны уплотнения после обсадки

Анализ приведенных материалов показывает, что в ряде интервалов разреза скважины на фазокорреляционной диаграмме, полученной после обсадки скважины, отмечается значительное увеличение количества боковых и обменных отраженных волн. Этим же интервалам соответствует наибольшее ослабление энергии *ppp*-, *psp*-волн (кривая 7) по сравнению с энергией волн до обсадки (кривая 6).

Отмечаются, однако, интервалы (например, 995-1005 м), на которых после обсадки произошло уплотнение среды, что отразилось в виде максимума на кривой 7 энергии сигнала, проинтегрированного в пределах временного окна, соответствующего *p*- и *s*-волнам. Во многих интервалах (965-995 м и др.) показания на ФКД и аналоговых кривых практически не изменились. Полученные результаты, по-видимому, связаны с изменениями напряженного состояния массива в приствольной зоне после обсадки скважины.

Таким образом, критерии выявления зон трещиноватостей, вытекающие из

данных расчетов и лабораторных наблюдений, подтверждаются материалами скважинных акустических исследований. Нам представляется перспективным применение широкополосного акустического каротажа (на базе AKH-1, ЗВУК-2) с регистрацией параметров *ppp-*, *psp*-волн не только для выявления трещинных зон, но и для контроля за изменением механической сплошности горных пород в прискважинной зоне.

### 10.5. ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СКВАЖИННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

К настоящему времени накоплен значительный опыт геофизических измерений для раздельной оценки температуры, давления и насыщенности в системе скважина – пласт. Переход от свойств призабойной зоны к оценке и прогнозированию свойств остальной части пласта сопряжен со значительными сложностями.

Ниже рассмотрены методы геофизических исследований, которые представляются наиболее перспективными с точки зрения правильной оценки термодинамических параметров пласта.

Основным методом измерения температуры в скважине является термометрия. Температура жидкости в скважине может существенно отличаться от температуры в пласте. Распределение температуры по разрезу скважины в основном определяется теплофизическими свойствами горных пород и их плотностью. К теплофизическим свойствам пород относятся удельная теплопроводность  $\lambda$  и теплоемкость  $c_{n}$ .

Локальный температурный градиент, измеренный в скважине напротив того или иного пласта, связан с этими свойствами, соотношением градиента температуры grad  $T \sim 1/a$ , где a — температуропроводность пласта, определяемая из равенства  $a = \lambda/c_n$ .

Изучение полей температур в скважинах способствует решению многих геолого-геофизических и технологических задач. На стадии поисков к ним относится выявление температурных аномалий, связанных со структурногеологическими условиями залегания месторождений нефти и газа, на стадии проводки и крепления глубоких скважин — локализация интервалов, связанных с интенсивным водопротоком или с повышенным поглощением бурового раствора, а также определение высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве с использованием аномалии температуры за счет дополнительной теплоты, выделяющейся при экзотермической реакции твердения цементного раствора, на стадии разведки — выявление газоносных пластов на основе эффекта Джоуля — Томсона, а в процессе разработки месторождения — контроль за обводнением продуктивных пластов.

Оценка и прогноз распределения температурного поля по скважинным измерениям возможны лишь на основе исследований стационарных состояний, которые обеспечиваются либо после длительной остановки скважины, либо длительным воздействием на пластовую подсистему в одном и том же режиме. Кривая распределения температуры, снятая в жидкости, заполняющей ствол скважины, при стационарных состояниях соответствует кривой распределения температуры в окружающих горных породах и, следовательно, является источником информации о температурном поле во вскрытом массиве пород.

Момент наступления стационарного состояния устанавливается по выполаживанию температурной кривой во времени в пределах погрешности измерения. Факторы, влияющие на процесс изменения температуры в стволе скважины, и способы их аналитического учета подробно описаны в работе [24].

Практика геофизических исследований показала, что при выполнении измерений в стационарных состояниях термометрия в скважине является относительно простым способом оценки температуры пласта.

Теплопроводность призабойной зоны пласта в скважине определяют, исходя из нестационарных методов решений для цилиндрического зонда. Для вывода расчетных зависимостей можно пользоваться решением Блэквелла, учитывающим размеры тепловой зоны, ее тепловые свойства и тепловое сопротивление между источником и нагреваемой средой. Допустим, что имеется тепловой цилиндрический источник радиусом  $r_0$  в скважинной среде теплопроводностью  $\lambda_c$ . При  $\tau > 0$  в нем выделяется количество теплоты в единицу времени на единицу длины q. Теплообмен между источником и средой в скважине соответствует закону Ньютона. Решение сформулированной задачи относительно температуры источника имеет вид

$$\theta(\tau) = A \ln \tau + B + \frac{1}{\tau} |C \ln \tau + D|, \qquad (10.5)$$

где

$$A = \frac{ql}{4\pi\lambda}; \quad B = \frac{ql}{4\pi\lambda} \left[ \ln\frac{\lambda}{C} - 2\ln r_0 + \frac{2\lambda(r_c - r_0)}{\lambda_c r_0} + 0,809 \right];$$
(10.6)

$$C = \frac{ql}{4\pi\lambda} \left[ \frac{1}{2} \frac{r_0^2 c}{\lambda} - \frac{m_0 \rho_0 c_0}{\pi\lambda} \right];$$
(10.7)

$$D = \frac{ql}{4\pi\lambda} \left[ \frac{1}{2} \left( \frac{r_0^2 c}{\lambda} - \frac{m_0 \rho_0 c_0}{\pi\lambda} \right) \left( \ln \frac{\lambda}{c} - 2\ln r_0 + \frac{2\lambda (r_c - r_0)}{\lambda_c r_0} + 0,809 \right) + \frac{r_0^2 c}{\lambda} - \frac{m_0 \rho_0 c_0}{\pi r_0 \lambda_c} (r_c - r_0) \right].$$

Согласно проведенным исследованиям Блэквелла, влияние осевых потоков тепла в нагревателе становится несущественным, когда удовлетворяется соотношение

$$\frac{l}{2r_0} \ge 30,$$
 (10.8)

где *l* — длина нагревателя.

Расчетная зависимость для коэффициента теплопроводности определяется из выражения для  $\theta$ , если температуру измерять в моменты времени  $\tau_1$  и  $\tau_2$  ( $\tau_2 > \tau_1$ ):

$$\lambda = \frac{q \ln \frac{\tau_2}{\tau_1}}{4\pi \left[\theta(\tau_2) - \theta(\tau_1)\right]}.$$
(10.9)

#### ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРА

Горные породы в призабойной зоне находятся в напряженном состоянии, которое обусловлено следующими факторами:

1) геодинамическим давлением  $p_r$ , передаваемым на зерна коллектора вышележащими горными породами; это давление действует в направлении смыкания пустот между зернами коллекторов;

2) пластовым — поровым давлением  $p_{n}$ , действующим в направлении размыкания зерен коллектора;

3) эффективным напряжением  $\sigma = p_r - hp_n$ , где h – коэффициент разгрузки, по В.М. Добрынину и Фэтту 0 < h < 1;

4) значением эффективного коэффициента изотермической сжимаемости коллектора  $\beta_{\mu} = 1/V(\partial V/\partial \sigma)$ , где V — объем среды;  $\beta_{\mu}$  зависит от геометрии пустотного пространства (поры, трещины, каверны), упругих свойств матрицы породы и ее порозаполнителя, термодинамических условий;

5) характером радиального изменения эффективного напряжения  $\partial \sigma / \partial R$ ; это изменение может иметь место в некоторых типах горных пород при кольцевой напряженной зоне вокруг цилиндрической выемки — скважины, в зоне проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и вытеснения пластового флюида, в зоне нарушений механической сплошности среды за счет взаимодействия породоразрушающего инструмента со стенкой скважины;

6) степенью вертикально-горизонтальной анизотропии физико-механических свойств и, в первую очередь, упруго-деформационных характеристик пласта-коллектора.

Следует отметить, что некоторые из перечисленных факторов в ряде случаев действуют «в противофазе» и могут взаимно компенсироваться.

Для оценки напряженного состояния призабойной зоны пласта и экстраполяции его на пласт в целом могут использоваться геофизические методы, основанные на прямых измерениях давления и напряжения в комплексе с методами, предназначенными для изучения упруго-деформационных характеристик и геометрии пустотного пространства пород. Следовательно, основными методами для этого будут дебитометрия, динамометрия и геоакустические исследования в скважинах и межскважинном массиве, а также определение пластовых давлений.

Прямая оценка напряженного состояния массива пород является сложной технической задачей, так как связана с помещением в специальные зумпфы или горизонтальные отверстия в стволе скважины высокоточных датчиков смещения частиц горной породы и с различными способами создания (или снятия) механической нагрузки на призабойную зону пласта, например с помощью изменения ее диаметра.

Наиболее перспективным методом оценки напряженного состояния призабойной зоны и пласта является геоакустический метод. Применение скважинной геоакустики для этой цели основано на том, что основные акустические параметры — скорости распространения  $v_p$ ,  $v_s$  и коэффициенты затухания  $\alpha_p$ ,  $\alpha_s$ продольных и поперечных волн функционально связаны с упругодеформационными характеристиками пород (E, v,  $\mu$ ), геометрией пустотного пространства и термодинамическими условиями их залегания.

Из теории упругости следует, что для сцементированных горных пород с малыми коэффициентами затухания справедливы следующие соотношения,

связывающие основные акустические и эффективные упруго-деформационные характеристики:

$$E = 2\rho v_s (1 + \gamma); \quad G = \mu = \rho v_s^2; \quad (10.10)$$

$$k = \rho v_p^2 - 4/3\rho v_s^2; \tag{10.11}$$

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{v_p}{v_s}\right)^2 - 1}{\left[\left(v_p / v_s\right)^2 - 1\right]},$$
(10.12)

где Е, G, µ, v, k — соответственно модули Юнга, сдвига, константа Ламэ, коэффициент Пуассона и объемый коэффициент упругости.

Эффективный коэффициент адиабатической сжимаемости породы β<sub>A</sub> равен обратному объемному коэффициенту упругости:

$$\beta_{A} = \frac{1}{k} = \frac{1}{\rho v_{s}^{2} \left[ \left( v_{p} / v_{s} \right)^{2} - \frac{4}{3} \right]}.$$
 (10.13)

Следует отметить, что все модули, вычисленные по материалам акустических измерений, являются адиабатическими, так как измеряются при быстром периодическом приложении напряжений и, строго говоря, количественно могут отличаться от изотермических модулей упругости  $\beta_{\mu}$ , измеряемых медленными статическими деформациями. Переход от динамических модулей к статическим может осуществляться с использованием аналитических или стохастических связей. В общем случае эти коэффициенты связаны соотношением  $\beta_{\mu} = \beta_A \gamma$ , где для горных пород  $\gamma \approx 1,1$ .

Для раздельной оценки коэффициентов сжимаемости флюида порозаполнителя и скелета породы требуется комплексный подход, основанный на лабораторном изучении термодинамических свойств пластового флюида и исследовании в скважине этих же свойств для насыщенной пористой, трещинной или кавернозной породы с учетом геометрии ее пустот.

Лабораторное изучение коэффициентов сжимаемости пластового флюида может быть проведено на специальных установках, моделирующих пластовые термодинамические условия.

При этом адиабатические коэффициенты сжимаемости флюида оцениваются ультразвуковым методом на основе соотношения  $\beta_A = 1/v_p^2 \rho$ . Изотермический коэффициент сжимаемости  $\beta_{\mu}$  может быть оценен либо прямыми измерениями, либо с использованием показателя адиабаты  $\gamma$ .

Известно, что  $\gamma = \beta_{\mu}/\beta_A - c_p/c_V$ . Для воды  $\gamma \approx 1,01$ , для нефти  $\gamma = 1,2$ , для газа  $\gamma = 1,3$ .

Для корректной совместной оценки величин сжимаемости горной породы и ее эффективного напряжения следует оценить тип пустотного пространства породы, т.е. тип коллектора: поровый, трещиноватый, кавернозный, трещиновато-кавернозный и т.п.

Критерии разделения коллекторов по типу пустотного пространства на основе стандартного комплекса геофизических методов акустики, электро- и радиометрии описаны в [49].

Добавим здесь лишь некоторые, существенные на наш взгляд, критерии акустического метода.

Весьма информативными характеристиками трещиноватости являются:

1) значение параметра трещиноватости  $m = V_i/V_0$ ;

2) наличие минимума на кривых амплитуд поперечных  $p_{0}s_{1}p_{0}$ -волн ( $A_{0}$ ) или максимума на кривой коэффициента затухания поперечных волн  $\alpha_{s}$  (в случае больших раскрытостей трещин аналогичные аномалии отмечаются и для  $p_{0}p_{1}p_{0}$ -волн);

3) наличие на фазокорреляционных диаграммах боковых волн, отраженных и дифрагированных на трещинах;

4) резкое ослабление амплитуды трубных поверхностных волн (Лэмба – Стоунли), действие которых близко к действию гидроудара.

Характер радиального изменения напряженного состояния в прискважинной зоне может быть оценен частотным зондированием скважин на двух существенно различающихся разносах глубинного прибора. Различия в скоростях упругих волн, полученные на двух зондах, должны быть исправлены на влияние фильтрата бурового раствора, глубину проникновения которого в пласт оценивают боковым электрическим зондированием или другими методами.

Для выявления интервалов пород, обладающих наибольшей сжимаемостью, целесообразно воспользоваться приемом измерений, предложенным ранее. Предлагается проводить повторные акустические измерения в процессе кратковременных гидродинамических воздействий на пласты. При этом строят поточечные кривые  $(\partial v_p / \partial p_{un})$  или  $(\partial v_s / \partial p_{un})$  для заданных моментов времени, а также кривые  $(\partial v_p / \partial t)_{\Lambda p}$  при заданных градиентах давления  $\Delta p$ .

Сравнение таких кривых позволяет выделять характерные зоны с повышенной сжимаемостью или проницаемостью.

Коэффициенты сжимаемости вторичных пустот (каверн) и трещин могут быть оценены по формулам, предложенным В.М. Добрыниным и др., с использованием коэффициента пористости, определенного по данным НГК или ГГК.

Например, для кавернозной породы

$$\beta_A \approx \frac{3}{2} \frac{(1 - v_{c\kappa})}{(1 - 2v_{c\kappa})} \beta_{c\kappa}, \qquad (10.14)$$

а для трещиноватой породы:

$$\beta_{A} \approx 1.05 \left[ \frac{\left(1 - v_{c\kappa}^{2}\right)}{\left(1 - v_{c\kappa}\right)} \beta_{BT} \right]^{2/3} \left[ \sigma - p_{ILI} \right]^{-\frac{1}{3}}, \qquad (10.15)$$

где <br/>  $\sigma$  — эффективное напряжение; <br/>  $p_{\rm nn}$  — пластовое давление.

Анализ уравнений и результатов экспериментов, описывающих распространение упругих волн в горных породах, показывает, что скорости упругих волн и коэффициенты их затухания существенно зависят от эффективного напряжения, под которым находится горная порода. В общем случае с повышением напряжения возрастают скорости распространения волн, и уменьшается их затухание.

Экспериментальную оценку давления (напряжения) горных пород в условиях естественного залегания можно проводить только после изучения литоло-

гии пласта, определения типа коллектора, его пористости и коэффициентов адиабатической сжимаемости или упругости.

Вид расчетных формул будет зависеть от типа коллектора. Например, для песчаного слабосцементированного пласта, зная скорости упругих волн, величину геодинамического давления  $\sigma_r$  можно приближенно оценить по следующим формулам

$$\sigma_{r} = \frac{\left(\rho v_{p}^{2} - x_{1}\right)^{3}}{\left[B(k_{\pi})\right]^{3} \frac{E^{2}}{\left(1 - v^{2}\right)^{2}}} + np_{\pi\pi}, \qquad (10.16)$$

где

$$x_1 = \frac{1}{\beta_1 k_n + \beta_2 (1 - k_n)},$$
(10.17)

или

$$\sigma_{\rm r} = \frac{\rho v_p^6}{\left[B(k_{\rm m})\right]^3 \frac{E^2}{\left(1 - v^2\right)^2}} + n p_{\rm n,n}, \qquad (10.18)$$

где  $\rho$  — плотность среды; 1,2 — индексы, относящиеся к флюиду и твердой фазе соответственно; n — коэффициент разгрузки ( $n \approx 0.85$ );  $B(k_n)$  — коэффициент, связанный со структурой порового пространства.

Напряженное состояние в изотропной горной породе определяется массой вышележащих пород. Вертикальное давление — напряжение при условии горизонтального залегания вышележащих пород может быть оценено по формуле  $\sigma_z = \rho_{\pi}h$ , где h — глубина изучаемого слоя.

Горизонтальные напряжения  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  зависят от величины коэффициента бокового распора k горной породы. Следовательно,  $\sigma_r = \sigma_x = \sigma_y = k\sigma_z$  (уравнение справедливо для идеально упругой среды).

Из уравнения для  $\sigma_z$  видно, что для пород с высоким коэффициентом Пуассона ( $v \approx 0.5$ ) компоненты вертикального и горизонтальных напряжений равны. В случае твердых горных пород горизонтальные напряжения, как правило, меньше, чем вертикальное напряжение.

Изучение величины коэффициента Пуассона для точек, находящихся на различных удалениях от оси скважины, позволит экспериментально оценить изменение горизонтальных напряжений  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  в прискважинной зоне. Этого можно достигнуть акустическим зондированием горных пород излучателями и приемниками, расположенными в одной скважине. Весьма перспективным для этих целей может оказаться и межскважинное прозвучивание массива пород.

Для экстраполяции величин напряжений, полученных экспериментально в призабойной зоне, на весь пласт в целом оптимальными являются акустические измерения в обсаженной и зацементированной скважине после расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и частичного снятия колонной избыточных радиальных напряжений.

## 10.6. ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ ЗА ПОКАЗАТЕЛЯМИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основным источником, регламентирующим определения периодичности контроля отдельных параметров, являются «Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений», изданные в 1971 г. В дальнейшем во ВНИИГАЗе были подготовлены новые правила разработки, которые не были утверждены как нормативный документ. В этих правилах объемы исследовательских работ по контролю не обоснованы, они не учитывают особенности газовых и газонефтяных месторождений, а также возможности получения одних и тех же параметров различными методами. Эти правила не устанавливают продолжительность контроля отдельных параметров, не предусматривают возможность значительного сокращения работ по контролю за разработкой по этим параметрам после достоверного определения закономерности изменения последних.

Частота измерения и контроля отдельных параметров и показателей разработки зависит от их изменчивости и важности. Число этих параметров, подлежащих контролю, зависит от метода проектирования. При приближенном методе прогнозирования число параметров, подлежащих контролю, значительно меньше, чем при прогнозировании путем создания геолого-математической модели залежи или ее фрагментов.

При приближенном методе прогнозирования показателей разработки в процессе разработки контролируются:

пластовое, забойное (или вместо забойного давления – депрессия на пласт) и устьевое давления;

потери давления в стволе скважины, шлейфах (коллекторах), в установках по подготовке газа;

дебиты скважин, режим работы скважин и его изменение, конструкция скважин;

годовые отборы;

число и сроки ввода скважин различного предназначения;

число и сроки ввода установок по подготовке газа;

образование и характер изменения депрессионных воронок;

изменение давления по толщине залежи;

изменение положения ГВК и ГНК по данным гидрогеологических, геофизических и лабораторных исследований;

изменение состава добываемой продукции, в том числе выход конденсата при установленных проектом термодинамических условиях сепарации газа;

изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления в результате изменения свойств пористой среды и газа, выпадения конденсата, подъема ГВК или ГНК;

запасы газа, режим залежи с учетом продвижения воды в залежь; характер обводнения залежи;

измерение интенсивности коррозии оборудования;

возможность отложения солей при обводнении скважин;

взаимодействие участков с различной степенью истощенности;

необходимость и способы ингибирования скважин и УКПГ;

положение забоя и возможность образования жидких и песчаных пробок;

распределение притока, давления и температуры в интервале перфорации, а также другие параметры и показатели разработки.

При численном методе прогнозирования показателей разработки кроме перечисленных выше контролю подлежат:

изменение насыщенности газосодержащей среды подошвенной или контурной водой;

изменение фазовых проницаемостей по мере перемещения границы двухфазных (газ – вода, газ – нефть и нефть – вода) зон;

изменение дебитов газа, нефти и воды по мере продвижения нефтяной оторочки и подошвенной или контурной вод в газовую залежь;

изменение распределения давления по толщине — по отдельным пропласткам и степени участия в разработке каждого пропластка;

изменение извлекаемых запасов газа по мере включения в разработку новых низкопроницаемых пропластков;

изменение потерь конденсата в результате зональных перетоков газа в зависимости от отбора газа из этих зон;

изменение темпа перетока в зависимости от темпа отбора газа из отдельных пропластков и параметра анизотропии;

изменение условий эксплуатации при освоении залежи системой горизонтальных скважин;

устойчивость показателей скважин после проведения в них работ по интенсификации;

изменение приемистости нагнетательных скважин при разработке газонефтяных месторождений с поддержанием пластового давления;

изменение положения контура перемещения закачиваемого агента, а также многие другие параметры и показатели разработки, определяемые только численным методом прогнозирования.

Значительное число показателей, прогнозируемых только численным методом, подлежат контролю исключительно с помощью геолого-математических моделей залежи или ее фрагментов. Такой метод контроля связан, во-первых, с вводом в программу новых исходных данных, получаемых из новых скважин, и, во-вторых, адаптацией созданной модели с учетом ввода новых данных и повторным восстановлением истории разработки месторождения или его фрагментов.

Больше половины из перечисленных параметров и показателей разработки не поддаются непосредственному контролю путем измерения определенных параметров. Так, например, для контроля за режимом залежи необходимо изучение: состава добываемой воды; характера снижения уровня в пьезометрических скважинах; темпа падения приведенного пластового давления p/z в зависимости от отбора газа из залежи или ее отдельных участков, наличия возможности межзональных и межпластовых перетоков газа и других процессов, происходящих в пласте.

Сравнительно достоверно и не косвенным путем с соответствующей периодичностью могут быть контролированы: пластовое, устьевое и забойное давления – путем непосредственных замеров; дебиты имеющихся и вводимых новых скважин, годовые отборы газа, нефти, конденсата и воды, число и сроки ввода новых скважин, коэффициенты фильтрационного сопротивления, запасы газа, составы добываемой продукции, положение ГВК и ГНК путем проведения специальных геофизических исследований; текущее положение забоев скважин; условия сепарации скважинной продукции, выход конденсата, депрессионные воронки, потери давления в стволе, шлейфах, на УКПГ и т.д. Главнейшими задачами контроля за разработкой месторождений являются определение важности контролируемого параметра, периодичности, необходимой и достаточной для качественного контроля за выбранными параметрами, и, наконец, оценка того, что произойдет при отсутствии качественного контроля по этим параметрам или по некоторым из них.

Можно с уверенностью отметить, что практически во всех проектах объемы и частота контроля по большинству параметров неоправданно высоки и они проектировщиком используются не полностью из-за отсутствия необходимости в этом. В частности, согласно проектам разработки месторождений Медвежье, Уренгойское, Ямбургское практически каждая эксплуатационная скважина должна быть исследована методом установившихся отборов хотя бы 1 раз в год с целью оценки изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления этих скважин. Опыт первых лет работы этих месторождений и теоретические основы получения указанных коэффициентов показывают, что они изменяются на перечисленных месторождениях в основном за счет подъема ГВК и поэтому нет необходимости ежегодно исследовать каждую скважину на предмет контроля за изменением этих коэффициентов, учитывая, что за год подъем ГВК составляет небольшую величину.

Идентичная необоснованная работа по контролю за выносом жидких и твердых примесей из скважин производится в десятках однотипных скважин без соблюдения соответствующих условий возможности выноса частиц. В частности, на Ямбургском месторождении в течение года проводились исследования на вынос твердых частиц в 50 скважинах. При этом создавались различные депрессии на пласт:  $0,03 \le \Delta p \le 0,5$  МПа. На каждом режиме (депрессии) исследуемая скважина работала 30 мин, из которых на стабилизацию режима для выбранной депрессии необходимо было не менее 20 мин. Это означает, что на стабильном, установившемся для данной депрессии режиме исследуемая скважина работала 0–10 мин. К отмеченному следует добавить и то, что конструкции большинства исследуемых на вынос песка скважин и профили притока газа к забою из перфорированного интервала не обеспечивали необходимую скорость потока для выноса примесей.

Следовательно, все проведенные специальные исследования на предмет разрушения призабойной зоны и выноса примесей оказались некачественными, а их результаты – недостоверными, хотя на эти исследования были затрачены значительные средства. Такая некачественная работа по контролю за разработкой оказалась возможной потому, что в проекте не были указаны методы контроля за разрушением призабойной зоны и выносом продуктов разрушения на поверхность. Если проектировщик будет в дальнейшем исходить из результатов этих некачественных исследований, то запланированные дебиты скважин и годовые отборы из месторождения не будут обеспечены из-за образования песчаных пробок в интервале перфорации.

Аналогичные принципиально неверные исследования были выполнены и по содержанию воды в продукции скважин. Исследования на вынос воды были проведены в необводненных пластовой водой скважинах. Однако авторы исследования представили результаты по содержанию воды в газе при депрессиях  $0,03 \le \Delta p \le 0,5$  МПа, согласно которым количество конденсационной воды в газе изменяется в несколько раз. Такое изменение количества конденсационной воды в газе в указанном диапазоне изменений депрессии невозможно, следовательно, результаты исследования ошибочны. Для определения количества конденсационной воды в необводненных скважинах нет необходимости исследовать 50 скважин в год. Если до ввода в разработку месторождения для из-

вестных пластового давления и пластовой температуры, состава газа и пластовой воды определено влагосодержание газа, то контролировать его величину в процессе разработки не следует.

Частота измерений контролируемых параметров зависит от стадии разработки залежи, неоднородности пластов, темпа отбора газа и нефти из отдельных участков залежи, от количества скважин различного назначения. Количество скважин, в которых запланированы работы по контролю, зависит от типа, формы и размеров залежи, запасов газа, изменчивости термобарических параметров залежи и состава добываемой продукции, числа и амплитуды тектонических нарушений, гидродинамической связи между пропластками и т.д.

На крупных газовых и газонефтяных месторождениях для контроля за разработкой требуются десятки наблюдательных и столько же пьезометрических скважин. Несмотря на это расстояние между этими скважинами исчисляется километрами, что затрудняет создание истинной геолого-математической модели залежи. Поэтому в совокупности с наблюдательными скважинами используются и эксплуатационные скважины для определения распределения пластового давления по площади и во времени. Такие данные весьма существенны для оценки степени расформирования нефтяной оторочки, глубины депрессионной воронки и т.д.

Объемы и частота контроля отдельных параметров в процессе разработки существенно увеличиваются, если месторождение газоконденсатное или газонефтяное и оно разрабатывается с поддержанием пластового давления. При этом к параметрам и показателям разработки газовых месторождений добавляются дополнительные параметры, которые должны быть проконтролированы, если месторождение газонефтеконденсатное. К таким параметрам относятся:

изменение свойств газоконденсатной смеси в процессе разработки;

изменение свойств нефти при различных давлениях в пласте;

изменение положения ГНК и НВК во времени;

изменение газонефтеводонасыщенности газо- и нефтеносной зон;

изменение фазовых проницаемостей в процессе разработки;

изменение пластового давления на участке между эксплуатационными и нагнетательными скважинами;

изменение дебитов газа и нефти с учетом образования конусов газа, нефти и воды в процессе эксплуатации скважин в зависимости от условий вскрытия пласта и создаваемых депрессий на пласт;

изменение приемистости нагнетательных скважин и многие другие параметры, связанные с геологическими особенностями газонефтяных месторождений.

Согласно правилам разработки газоконденсатных месторождений необходимо 2 раза в год исследовать содержание конденсата в газе при принятых условиях сепарации газа по каждой скважине. Такие требования не оправданы, так как на большинстве газоконденсатных месторождений изменения содержаний конденсата незначительны. Такая работа должна быть выполнена только в отдельно взятых скважинах, отличающихся их расположением по площади залежи и вскрывших различные интервалы продуктивного разреза. Причем исследования изменения содержания конденсата должны проводиться не 2 раза в год, а эпизодически. Отметим, что исследования содержания конденсата должны сопровождаться изучением физических свойств конденсата, т.е. его плотности и молекулярной массы, фракционного и группового состава, коэффициента усадки и др. Контроль за изменением содержания конденсата в добываемом газе приобретает первостепенное значение, если газоконденсатное месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем обратной закачки отсепарированного газа. В этом случае контроль за составом добываемой продукции целесообразно установить по всем эксплуатационным скважинам.

## 10.7. ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В разделе проекта разработки по контролю, как правило, приводится перечень контролируемых параметров и частота выполнения работ по контролю. При этом предполагается, что газонефтедобывающие предприятия либо сами выполняют эти работы (в большинстве случаев частично), либо пользуются услугами других организаций. Численность и квалификация персонала газонефтедобывающего предприятия обычно не позволяет силами ЦНИЛов или ЦНИПРов выполнить все предусмотренные проектом исследования из-за многопрофильности запланированных работ. В целом для контроля за разработкой необходимо выполнение стандартных газогидродинамических исследований, газоконденсатных исследований в полевых и лабораторных условиях, геохимических и промыслово-геофизических исследований, контрольных замеров давления, дебитов, температуры для отдельных скважин и технологических линий на УКПГ, а также многих других параметров.

Как правило, газоконденсатные исследования в лабораторных условиях выполняются работниками НИИ, промыслово-геофизические исследования специальными геофизическими организациями или партиями, а все остальные исследования – силами газонефтедобывающих предприятий.

Полученные результаты исследований и наблюдений анализируются и обобщаются проектировщиком; в зависимости от степени несоответствия фактических данных проектным вносятся коррективы в проект или (при значительных их отклонениях) составляется новый проект разработки.

Оперативный контроль за разработкой залежи, выполняемый собственными силами добывающего предприятия, заключается в следующем:

наблюдении за состоянием фонда скважин различного назначения, за изменением во времени рабочих дебитов скважин, устьевых давлений и температур газа, коэффициентов *а* и *в*;

наблюдении за выносом воды, конденсата, твердых примесей, нефти (при наличии оторочки) при различных депрессиях;

изучении составов газа, конденсата, воды по скважинам и во времени;

проведении регулярных газогидродинамических, газоконденсатных (в промысловых условиях), гидрогеологических исследований в эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и нагнетательных скважинах;

наблюдении за изменением параметров шлейфов, коллекторов, технологических установок;

проведении работ по интенсификации;

изучении состояния скважинного и промыслового оборудования;

наблюдении за состоянием КИП и систем автоматического измерения и регулирования отдельных параметров;

наблюдении за режимом работы сепарационных установок, систем регене-

рации ингибиторов и сорбентов, за расходами ингибиторов и ДЭГ, качеством подаваемого в магистральный газопровод газа, концентрацией регенерированных ингибиторов и сорбентов, их потерями, режимом теплообменников;

наблюдении за коррозией в основных узлах системы «скважина — начала газопровода»;

контроле за подаваемым в скважину и УКПГ количеством антигидратных, антикоррозионных и антисолевых ингибиторов;

наблюдении за состоянием забоя скважин, за положением ГНК и ГВК;

наблюдении о возможных перетоках между пластами при значительной неоднородности газонефтенасыщенных пропластков и наличии или отсутствии гидродинамической связи между ними;

наблюдении за входными параметрами ДКС;

наблюдении за характером изменения пластового давления по толщине и по площади залежи и текущих извлекаемых запасов газа (конденсата) в зависимости от ввода в разработку отдельных частей залежи и темпа отбора газа и нефти из этих участков;

изучении многих других параметров, фиксируемых на объектах промысла.

Накопленная информация вместе с информацией, полученной в ходе лабораторных исследований в НИИ, а также в процессе промыслово-геофизических и специальных исследований, рассматривается геологическим отделом газонефтедобывающего предприятия и передается проектировщику для авторского контроля за разработкой месторождения.

Непосредственные наблюдения значений контролируемых параметров и учет добываемой продукции персоналом добывающего предприятия в случае использования соответствующих требованиям Госгортехнадзора приборов и аппаратуры принимаются как достоверные и не требуют особых рекомендаций по выбранным методам их определения или измерения. Однако в перечне контролируемых параметров имеются такие, которые должны быть определены в соответствии с рекомендациями проекта, хотя в проектах рекомендации методического характера для определения отдельных параметров, как правило, отсутствуют.

Такие рекомендации в проектах должны быть по двум причинам:

1) для качественного определения контролируемых параметров;

2) для определения этих параметров методами, обеспечивающими охрану окружающей среды и природных ресурсов углеводородов.

Далее рекомендованы наиболее приемлемые методы контроля отдельных параметров и показателей разработки газовых и газонефтяных месторождений.

#### 10.8. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Промыслово-геофизическими методами исследования определяется значительное число параметров, подлежащих контролю в процессе разработки. В проектах в разделе по контролю за разработкой обычно приводится только перечень параметров, а технология и методика их определения выбираются исполнителем проекта разработки. В ряде случае из-за отсутствия конкретных рекомендаций методического характера исполнитель проекта выбирает методы, не обеспечивающие качественные результаты, используемые впоследствии для внесения в проект определенных коррективов.

Значительное число параметров, подлежащих контролю только промыслово-геофизическими методами, могут быть определены с использованием:

электромагнитной локации муфт (ЛМ);

электромагнитной дефектометрии многократных колонн (ЭМДК); барометрии (БМ);

дифференциальной барометрии (БМГД);

диэлектрической влагометрии (ВЛД);

индукционной резистивиметрии (РС);

механической расходометрии жидкости (РМЖ);

механической расходометрии газа (РМГ);

термокондуктивной расходометрии жидкости (РТЖ);

термокондуктивной расходометрии газа (РТГ);

ультразвуковой расходометрии (РУЗ);

термометрии (ТМ);

дифференциальной термометрии (ТМГД);

канала температурной корректировки (ТК);

шумометрии, или пассивной акустики (Ш-н);

шумометрии высокочастотного канала (ШВЧ);

шумометрии низкочастотного канала (ШНЧ);

спектральной шумометрии (ШСП);

локации движения вод (Э-п);

спектральной локации движения вод (ЭСП);

плотностометрии (ПЛ);

гамма-каротажа (ГК);

нейтрон-нейтронного каротажа (ННК);

нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКТ);

нейтронного гамма-каротажа (НГК);

импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК);

импульсного нейтронного гамма каротажа (ИНГК);

кислородно-активационного нейтронного гамма-метода (КНАМ); микрокавернометрии.

Перечисленные методы в целом позволяют определить:

1) дефекты в колоннах и местах нахождения муфт;

2) распределение давления и градиента давления по стволу;

3) влажность газа;

4) расходы жидкости и газа (механическими и термокондуктивным методами);

5) распределение температуры и ее градиента по стволу;

6) профиль притока (термометрией, шумометрией);

7) движение вод (электромагнитным и спектральным методами);

 изменения насыщения пор газом, нефтью и водой (радиоактивными методами);

9) диаметр ствола;

10) плотность газа и газожидкостной смеси.

При выборе параметра, определяемого методами промысловой геофизики для контроля за разработкой, проектировщик должен исходить:

из важности определяемого параметра для контроля за разработкой и на-

личия возможности определить этот параметр другими, менее трудоемкими методами;

из трудностей использования промыслово-геофизических методов, связанных с необходимостью спуска глубинных приборов на кабеле в работающие газовые скважины с большим устьевым давлением и в условиях отсутствия соответствующих лубрикаторов.

Исходя из отмеченных особенностей проведения промыслово-геофизических исследований, при выборе метода определения перечисленных параметров следует максимально избежать проведения таких исследований. Наиболее важным среди перечисленных параметров, определяемых геофизическими исследованиями, являются: выяснение профиля притока в работающих скважинах одним из способов (или одновременно несколькими) термометрией, расходометрией (механической) шумометрией; локация движения вод электромагнитным или спектральным способом и определение насыщенности коллекторов газом, нефтью и водой радиоактивными методами, а также изучение технического состояния скважин.

Каждый из приведенных выше основных параметров, определяемых геофизическими методами исследования, позволяет вести наблюдения за ходом разработки месторождения. Следует подчеркнуть, что промыслово-геофизические исследования могут быть проведены на любой стадии разработки месторождений углеводородов. Эти методы являются основными при изучении и уточнении геологического строения залежи, оценке запасов газа, конденсата и нефти, продуктивности разреза, контроля за разработкой и оценки технического состояния скважин. В совокупности эти методы позволяют установить положение ГНК и ГВК и их изменение в процессе разработки, уточнить глубины залегания отдельных пропластков и определить их толщину, пористость, насыщенность, выделить границы интервалов и дебиты этих интервалов, установить эффективность работ по дополнительной перфорации, гидроразрыву, СКО и других видов интенсификации притоков, установить герметичность обсадных колонн и насосно-компрессорных труб, выявить места заколонного движения газа и жидкости и местонахождение газожидкостных разделов.

Комплекс геофизических исследований выбирается исходя из поставленных проектом разработки задач с учетом геологического строения залежи, конструкции скважин на данном месторождении и режима их эксплуатации. К настоящему времени предложен [2] унифицированный комплекс геофизических исследований, который принят в качестве стандартного (типового). В этот комплекс входят: электромагнитная локация муфт, гамма-каротаж, термометрия, барометрия, влагометрия, расходометрия (механическая и термокондуктивная), плотностометрия. Причем в зависимости от поставленной проектом задачи эти исследования могут быть выполнены на двух – пяти режимах работы скважины при различных депрессиях на пласт.

Однако следует подчеркнуть, что предложенный типовой комплекс геофизических исследований в большинстве случаев предусматривает лишнюю дополнительную работу. В частности, на газовых месторождениях и на газоконденсатных с незначительным содержанием конденсата (до 300 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газа) нет необходимости определять распределение давления, плотности и влажности газа по стволу, так же как и проводить работы по локации муфт и по распределению температуры газа по глубине, если при помощи термометрии не определяется профиль притока газа и жидкости к забою. Поэтому предложенный в проекте разработки комплекс геофизических исследований должен быть конкретизирован и обоснован. В ряде случаев типовой комплекс геофизических исследований должен быть составлен с учетом особенностей проектируемого месторождения и исследуемой скважины.

В проекте разработки месторождения должны быть отражены условия применения геофизических исследований, задачи этих исследований с целью контроля за разработкой, их периодичность, распределение по площади залежи, по этажам продуктивного горизонта и типам скважин.

Особые сложности для геофизических исследований возникают при их проведении в горизонтальных скважинах. При необходимости проектировщик обязан предусмотреть особые конструкции скважин с соответствующим скважинным оборудованием, позволяющим выполнить специальные геофизические исследования в таких скважинах; например, скважины без перфорации колонны, с башмаком фонтанных труб выше контролируемых объектов и т.д.

Достоверность информации, получаемой промыслово-геофизическими исследованиями, зависит от физических основ этих методов, технологии проведения и интерпретации результатов проведенных исследований. Качество получаемой информации может быть гарантировано при соблюдении определенных требований, изложенных в работах [24, 31, 97], а также в заводских инструкциях к геофизической аппаратуре.

Учитывая, что вопросы измерения давления и температуры газа и нефти по стволу с передачей результатов измерения по кабелю на наземную аппаратуру не представляют особой трудности и такие работы выполняются и при газогидродинамических исследованиях скважин, остановимся на возможностях специфичных геофизических исследований. Целью изложения основ специальных геофизических исследований является ориентирование проектировщика на выбор метода контроля некоторых параметров, прогнозируемых показателей разработки. Это связано с тем, что, как правило, проект составляется или возглавляется разработчиком, являющимся гидрогазодинамиком, а не геофизиком.

Гамма-каротаж (ГК). Этот метод используется для выделения обводняющихся интервалов и привязки к разрезу диаграмм других методов, оценки глинистости пород и введения поправок за влияние глинистости и естественной радиоактивности пород на показания нейтронных, акустических и других методов. Основой метода является регистрация гамма-излучения естественных радиоактивных элементов горных пород. Показания гамма-каротажа высокие в породах с повышенной радиоактивностью (глинах, калийных солях, глинистых и полимиктовых песчаниках, битуминозных породах). При разработке нефтяных и газовых месторождений часто наблюдается многократное повышение во времени показаний гамма-каротажа против некоторых интервалов – радиогеохимический эффект, связанный с обводнением пластов, а также с растворением конденсатом высокорадиоактивных битумов, выносом радия в скважину, сорбцией его в цементном кольце. Для проверки качества диаграмм гамма-каротажа и других радиоактивных методов обязательна контрольная (повторная) регистрация диаграмм ГК в одном-двух интервалах, включающих опорные пласты (с минимальными и максимальными показаниями и одинаковыми скважинными условиями). При наличии интервалов с радиохимическим эффектом основная запись должна охватить и интервалы без такого эффекта. При повторных замерах желательно использование одинаковых масштабов показаний. Если гамма-каротаж проводится в скважине с обсадной колонной, то применяются приборы ДРСТ-З и СРК (диаметры приборов 90 мм, термостойкость до 120 °C, а баростойкость до 70 МПа). При проведении гамма-каротажа через насосно-компрессорные трубы используют приборы РКМ-4 и ТРС (диаметры приборов 42 мм, термостойкости соответственно 80 и 120 °С, а баростойкости до 35 и 60 МПа).

Стационарный нейтронный каротаж (СНК). Метод применяют для контроля вытеснения газа в пласте жидкостью (показания уменьшаются) или жидкости газом, определения газожидкостного раздела в скважинах, обнаружения интервалов накопления газа в верхних отложениях или в кавернах заколонного пространства. Эффективность метода (достоверность определяемых параметров) наибольшая при высоких коэффициентах пористости *m* и низких пластовых давлениях. В отмеченных условиях по данным стационарного нейтронного каротажа можно определить и коэффициент текущего газонасыщения пород.

Основой метода является облучение горных пород источником быстрых нейтронов и регистрация замедлившихся нейтронов (тепловых или надтепловых), у-квантов, регистрирующихся при поглощении медленных нейтронов. На этой же основе выделены модификации стационарного нейтронного каротажа:

нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКТ);

нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННКНТ);

нейтронный гамма-каротаж (НГК).

Как правило, используют НГК с длиной зонда (расстояние между источником и детектором излучения) 60 или 70 см, реже 40-50 см.

Показания всех модификаций стационарного нейтронного каротажа уменьшаются при увеличении водородосодержания пласта, т.е. водородного индекса — ВИ (W). Водородный индекс пресной воды W принят в нормальных условиях за единицу. Водородный индекс пласта определяется формулой:

$$W = m W_{3\pi} + K_{r,\tau} W_{r,\tau}, \qquad (10.19)$$

где m – пористость пласта в долях единицы;  $W_{3\pi}$  – водородный индекс заполнителя пор;  $K_{r\pi}$  – объемная доля глинистых и других минералов с химически связанной водой;  $W_{r\pi}$  – водородный индекс этих минералов (количественно  $W_{r\pi}$  совпадает с содержанием в них H<sub>2</sub>O, выраженным в кг/л).

Значение  $W_{3\pi}$  определяют по формуле

$$W_{3\pi} = S_{\rm B} W_{\rm B} + S_{\rm H} W_{\rm H} + S_{\rm r} W_{\rm r}, \qquad (10.20)$$

где  $S_{\rm B}$ ,  $S_{\rm H}$  и  $S_{\rm r}$  — соответственно водо-, нефте- и газонасыщенность пород;  $W_{\rm B}, W_{\rm H}$ и  $W_{\rm r}$  — водородные индексы воды, нефти и газа в пластовых условиях (в большинстве случаев можно принять  $W_{\rm B} \approx W_{\rm H} \approx W_{\rm r} \approx 1$ ).

Водородный индекс метана в пластовых условиях определяется по формуле

$$W_{\rm CH_4} = p_{\rm nn} T_{\rm cr} / 623 p_{\rm ar} T_{\rm nn} z_{\rm nn}, \qquad (10.21)$$

где  $z_{nn}$  — коэффициент сверхсжимаемости метана при  $p_{nn}$  и  $T_{nn}$ , определяемый графическим или расчетным путем согласно [2].

Газонасыщение пласта уменьшает его водородный индекс и повышает показания всех модификаций стационарного нейтронного каротажа.

При одинаковом водородном индексе с уменьшением плотности пород и при переходе от доломитов к известнякам и далее к песчаникам показания стационарного нейтронного каротажа несколько растут. Показания ННКТ иногда заметно уменьшаются при наличии микропримесей — аномальных поглотителей нейтронов: хлора, бора, калия и т.д. Показания НГК несколько растут с увеличением хлоросодержания пород, например: при увеличении минерализации пластовых вод. На результаты всех видов стационарного нейтронного каротажа существенно влияют: диаметр, конструкция скважин и среда, заполняющая их, а также давление газа. Увеличение диаметра ствола при заполнении скважины водой или нефтью уменьшает, а заполнение газом увеличивает показания стационарного нейтронного каротажа.

Важнейшим условием замеров стационарного нейтронного каротажа для контроля за разработкой является регулярность проведения таких замеров с последующим сопоставлением результатов для определения насыщенности пластов. Этим обеспечивается наибольшая чувствительность метода, так как между замерами может меняться только насыщение пласта, а другие параметры, влияющие на показания, остаются практически неизменными.

Эта особенность должна быть учтена в проекте при подготовке рекомендаций по контролю за разработкой месторождений нефти и газа.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК). Метод применяется для определения начального и текущего газожидкостного и водонефтяного контактов, количественной оценки текущих коэффициентов газонефтенасыщенности пород, обнаружения (в комплексе со стационарным нейтронным каротажем) скоплений перетекшего газа в затрубном пространстве или в верхних отложениях. Основой метода является регистрация плотности тепловых нейтронов (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) или γ-квантов, испускаемых при поглощении тепловых нейтронов горной породой (импульсный нейтронный гамма-каротаж ИНГК) через некоторое время задержки после испускания быстрых нейтронов источником (генератором) нейтронов.

Зависимость показаний в виде числа импульсов в одну минуту  $J_i$  от времени задержки  $t_i$  имеет экспоненциальный характер и выражается формулой

$$J_i \approx J_0 \mathrm{e}^{-\lambda t},\tag{10.22}$$

где λ — временной декремент поля нейтронов, обычно близкий к нейтронопоглощающей способности — активности горной породы; *t* — среднее время жизни тепловых нейтронов в породе.

Если обозначить через параметр A породы значение t в воде – A = 1/t, то для продуктивных пластов получим

$$A = \sum A_i v_i, \tag{10.23}$$

где  $A_i$  — нейтронопоглощающая способность *i*-й компоненты, рассчитываемая обычно по известному химическому составу компоненты согласно примеру, приведенному далее (см. раздел 10.12).

Значения А<sub>i</sub> приведены в табл. 10.4.

#### Таблица 10.4

Среднее время жизни тепловых нейтронов  $t_i$  и нейтронопоглощающая способность (активность)  $A_i = 1/t_i$  для некоторых минералов, воды, нефти и метана при различных давлениях

Компонент	Плот- ность р, 10 <sup>-3</sup> кг/м <sup>3</sup>	<i>t<sub>i</sub>,</i> мс	А <sub>і,</sub> мс <sup>-1</sup>	Компонент	Плот- ность р, 10 <sup>-3</sup> кг/м <sup>3</sup>	<i>t<sub>i</sub>,</i> мс	А <sub>і,</sub> мс <sup>-1</sup>
Кварц Кальцит Доломит Ангидрит Гипс Ортоклаз Альбит Анортит Каолинит Монтмориллонит (без железа)	2,65 2,71 2,9 2,95 2,3 2,6 2,6 2,6 2,6 2,6 2,6 2,1	$\begin{array}{c} 1,1\\ 0,63\\ 0,96\\ 0,37\\ 0,25\\ 0,30\\ 0,63\\ 0,66\\ 0,36\\ 0,40\\ \end{array}$	0,9 1,6 1,04 2,7 4,0 3,3 1,6 1,5 2,8 2,5	Вода пресная Вода пластовая (в зависимости от минерализации) Нефть (С <sub>n</sub> H <sub>2n</sub> ) Метан при 10 МПа То же, при 30 МПа То же, при 50 МПа	1,0 1,0-1,2 0,85 0,073 0,22 0,37	0,207 0,04-0,2 0,21 1,31 0,44 0,26	4,83 4,83–25 4,75 0,78 2,34 3,90

Для коллекторов нефти и газа формулу (10.23) представим в виде

$$A = A_{ck}(1 - m - K_{r,r}) + A_{r,r}K_{r,r} + A_{3n}K_{r,r}, \qquad (10.24)$$

где  $A_{c\kappa}$ ,  $A_{r\pi}$  и  $A_{3\pi}$  — нейтронопоглощающая способность скелета, глинистой фракции (в карбонатах — нерастворимого остатка) и заполнителя соответственно;  $K_{r\pi}$  — коэффициент глинистости.

Значение Азп определяется по формуле

$$A_{3\pi} = A_{\rm B}S_{\rm B} + A_{\rm H}S_{\rm H} + A_{\rm r}S_{\rm r}, \qquad (10.25)$$

где  $A_{\rm B}$ ,  $A_{\rm H}$  и  $A_{\rm r}$  – поглощающая способность воды, нефти и газа в пластовых условиях.

Отличие  $\lambda$  от A зависит от конструкции и заполнения скважины, длины зонда, типа прибора и учитывается по данным соответствующих номограмм, приведенных в работах [4, 13, 18]. Если конструкция скважины и ее заполнение постоянны в некотором интервале разреза, то для любой пары пластов с условными индексами n и m в этой части разреза разность  $A - \lambda$  практически постоянна и, следовательно,

$$\lambda_n - \lambda_m \approx A_n - A_m. \tag{10.26}$$

Основными интерпретационными параметрами импульсного нейтронного каротажа являются значения A или t, а при качественном решении простых задач также показания (скорость счета) при достаточно больших t (обычно более 0,6–0,9 мс для ИННК и 0,4–0,7 мс для ИНТК).

Преимущество ИНК по сравнению со стационарным нейтронным каротажем заключается: в охвате большего радиуса исследования (0,4–0,5 м вместо 0,2–0,35 м), более высокой эффективности при выделении газоносных и обводненных пластов в области высоких пластовых давлений, если минерализация пластовой воды достаточно велика (4–5 г/л), а также возможности определения коэффициента нефтенасыщенности  $S_{\mu}$  в обсаженных скважинах только этим методом при минерализации до 15 г/л.

Для проведения ИНК в обсаженной скважине применяют прибор ИГН-4 (диаметр прибора 90 мм, максимальная температура среды  $t_{\rm max}$  120 °C, а максимальное давление  $p_{\rm max}$  60 МПа), а для аналогичной работы в скважине с фонтанными трубами – приборы ИГН-6 и ИГН-32 (диаметры приборов соответственно 42 и 32 мм,  $t_{\rm max}$  120 °C, а  $p_{\rm max}$  40 и 35 МПа соответственно).

#### 10.9. КОНТРОЛЬ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ЗАЛЕЖИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ГЕОФИЗИКИ

Контроль за положением газожидкостного контакта и выявление интервалов, в которых произошло изменение коэффициента газонасыщенности  $S_r$  по сравнению с начальным, осуществляются методами электрического сопротивления в бурящихся скважинах и повторными замерами с использованием одного из стационарных нейтронных методов (в неперфорированных интервалах эксплуатационных скважин и особенно надежно в специальных геофизических наблюдательных скважинах с перфорированной колонной). По данным комплекса «приток – состав» (т.е. механическая и термометрия, дебито-, влаго- и шумометрия) с непривлечением данных нейтронного каротажа в действующих и остановленных скважинах определяют интервалы поступления воды, газа и нефти в перфорированный интервал.

Оценка характера насыщения пластов, в том числе и определение положения ГВК и текущего коэффициента газонасыщенности  $S_r$  по данным методов электросопротивления в бурящихся скважинах (БК, ИК, при толщине коллекторов более 4 м и БКЗ) осуществляют по методикам, разработанным применительно к поискам и разведке газовых и газоконденсатных месторождений. Чтобы выделить интервалы, газонасыщенность которых понизилась по сравнению с начальной, текущий коэффициент газонасыщенности сравнивают с начальным  $S_{r.н.}$  Значение начальной газонасыщенности  $S_{r.н.}$  находят по ее корреляционным связям с другими характеристиками пластов, например, коэффициентами глинистости и пористости. Удовлетворительная точность для  $S_{r.н.}$  получается в терригенных коллекторах. Положение газонефтяного контакта по удельному электрическому сопротивлению пластов не определяется. В необсаженных скважинах для определения газожидкостного контакта до или в начальный период разработки месторождения может быть использован гидродинамический каротаж с приборами АИПД, ГДК-1 и др.

После крепления скважины и расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости газожидкостный контакт может быть определен по данным СНК и ИНК, а водонефтяной контакт - по данным ИНК при минерализации пластовых вод более 4 г/л.

Стационарный нейтронный каротаж для определения газожидкостного контакта можно применять при пластовых давлениях до 40 МПа в зависимости от точности замеров, глинистости коллекторов и газонасыщенности. При минерализации пластовой воды более 15 г/л ИНК эффективнее, чем СНК.

Контроль перемещения газожидкостного и водонефтяного контактов и выделение интервалов с пониженной газонасыщенностью в наблюдательных (геофизических) скважинах с глухой колонной, заполненной жидкостью, осуществляются по данным повторных замеров нейтронными методами. Выбор модификаций нейтронного каротажа производится по критериям, изложенным выше.

Достоверность контроля за изменением (снижением) газонасыщенности отдельных интервалов повышается при наличии «фоновых» замеров нейтронного каротажа, полученных после расформирования зоны проникновения фильтрата, но до начала снижения газонасыщенности коллекторов. Для получения надежных «фоновых» замеров необходимо проведение повторных замеров после обсадки скважины и до расформирования зоны в важнейших интервалах, подлежащих контролю. На завершение расформирования зоны указывает стабилизация показаний нейтронного каротажа по двум-трем замерам на уровне, близком к показаниям, соответствующим газонасыщенному пласту с известным  $S_r$ . При этом первый замер для изучения расформирования зоны проникновения фильтрата проводится через 2–5 сут после обсадки, в дальнейшем время до очередного измерения увеличивается интенсивно до тех пор, пока не достигнет 6–10 мес.

В неперфорированных интервалах эксплуатационных скважин контроль за перемещением газожидкостного и водонефтяного контактов и выделение обводненных интервалов осуществляется так же, как и в геофизических скважинах. Заполнение скважины в исследуемом интервале при всех повторных замерах должно быть одинаковым. При геофизических радиоактивных методах исследования скважин под газом эффективность СНК, особенно нейтронного гамма-каротажа, ниже, чем в скважинах, заполненных жидкостью. Некоторое улучшение эффективности исследований можно добиться путем увеличения размера зонда, применив НКГ-70.

Оценка характера насыщения пласта по единичному замеру, полученному после расформирования зоны проникновения промывочной жидкости, когда нет других замеров или они проведены до расформирования зоны проникновения промывочной жидкости в исследуемые пласты, возможна, если имеется информация о других свойствах пласта, оказывающих на показания метода — пористости, глинистости, содержании нерастворимого остатка и т.д.

Оценка характера насыщения пласта в перфорированных скважинах по данным нейтронного каротажа возможна, если отсутствует зона проникновения воды из скважины в пласт, например, пласт находится выше минимальной глубины водонефтяного раздела для различных режимов работы скважины или замеры нейтронного каротажа проведены в действующей скважине и контролируемый пласт работает. Уровень жидкости при различных режимах работы скважины определяется по данным нескольких методов: резистиви-, влагометрии, гамма-гамма плотнометрии, а также по распределению давления по глубине.

Работающие интервалы определяют по данным дебито-, термо- и шумометрии. Интерпретация результатов нейтронного каротажа для таких пластов, т.е. для пластов без зоны проникновения, осуществляется согласно рекомендациям, приведенным в работе [2]. Однако в перфорированных интервалах интерпретация результатов менее определенна, чем в неперфорированных, поэтому результаты НК должны контролироваться данными других методов. В таких случаях помимо нейтронного каротажа используется радиогеохимический эффект, а также комплекс «приток – состав».

# 10.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Значения коэффициентов текущей  $S_{r,r}$  и остаточной  $S_{r,o}$  газонасыщенности могут быть определены в необсаженных и обсаженных интервалах скважин. Необсаженные интервалы исследуются в скважинах, выходящих из бурения, или в эксплуатационных и наблюдательных (геофизических) скважинах с открытым забоем. Последние могут находиться под газом или заполнены жидкостью – водой, промывочной жидкостью и т.д. Определение  $S_{r,r}$  и  $S_{r,o}$  в необсаженных интервалах осуществляют по данным электрических методов, использованных при разведке данного месторождения. Если скважина находится под газом, то применимы только индукционный и диэлектрический методы.

В разрезах обсаженных скважин значения  $S_{r,\tau}$  и  $S_{r,o}$  оценивают по результатам СНК и ИНК в основном в неперфорированных интервалах только при отсутствии зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Определение газонасыщенности по данным СНК основано на различии концентраций водорода в воде и газе. Точность определения газонасыщенности снижается с увеличением пластового давления и глинистости, с уменьшением пористости и газонасыщенности пластов. При типичной точности замеров СНК газонасыщенность  $S_r$  определяется с погрешностью менее 10 % при больших пластовых давлениях и 20–30 % если  $p_{un} < 25$  МПа и коэффициенте пористости  $m \approx 10$  %. К типичной точности относятся случаи, когда пласты неглинистые и газонасыщенность равна 60–80 %. Если пористость пласта m < 10 %, а газонасыщенность составляет 40–50 %, то точность определения  $S_r$  резко ухудшается. Определение газонасыщенности  $S_r$  по данным ИНК основано на зависимости нейтронопоглощающей способности A для газоносного и водоносного пластов, поэтому точность определения  $S_r$  снижается при увеличении  $p_{un}$  и  $K_{rn}$ , уменьшении минерализации вод, пористости и газонасыщенности.

При высокоточных измерениях A (относительная погрешность  $\delta A < 2,5$  %) определение  $S_r$  с точностью 10 % ( в области  $S_r \approx 60-80$  %) возможно:

1) в условиях пресных пластовых вод (когда минерализация вод меньше 10 г/л) — лишь в области  $p_{nn} < 10$  МПа, если m = 25 %, и  $p_{nn} < 20$  МПа, если m = 35 %;

2) при минерализации вод 50 г/л — для  $p_{nn} < 20$  МПа, если m = 15 %, и  $p_{nn} < 40$  МПа, если m = 20 %;

3) при минерализации вод 200 г/л — для  $p_{nn} < 40$  МПа, если m = 10 %, и независимо от  $p_{nn}$ , если  $m \ge 15$  %.

Если минерализация пластовых вод и промывочной жидкости существенно отличается, то содержание солей в связанной воде не восстановится и после восстановления газонасыщенности пластов в зоне проникновения. В таких случаях оценка газонасыщенности пласта  $S_r$  возможна только при наличии способа определения минерализации связанной воды к моменту проведения замеров ИНК, например, по корреляционным зависимостям коэффициента смешения воды и фильтрата от параметров пластов, оцененных по результатам геофизических исследований.

После начала обводнения пласта минерализация связанной воды восстанавливается до минерализации пластовой, и отмеченная выше трудность при определении текущей газонасыщенности не возникает. Из-за недостаточной точности номограммы для учета влияния скважины на временной декремент поля нейтронов  $\lambda$ , определение  $S_r$  обычно основывается на использовании опорных газо- и водоносных пластов, коллекторские параметры и состав твердой фазы которых близки к соответствующим характеристикам исследуемых пластов. Если опорные пласты отсутствуют, то значения  $S_r$  определяют по значению A. Поправка  $\lambda - A$  для некоторых случаев приводится в работах [2, 13, 18]. Потребность в опорных пластах возникает часто и при использовании СНК из-за недостатков в эталонировании аппаратуры и потребностей в установлении масштабов записи, нулевой линии диаграмм и т.д.

Для количественного определения S<sub>г</sub> необходимо знать:

1) при ИНК: временной декремент поля нейтронов в пласте  $\lambda$  и в компонентах пласта – в скелете  $\lambda_{ck}$ , глинистой фракции  $\lambda_{rn}$  и примесях  $\lambda_{np}$ , пластовой воде  $\lambda_{b}$ , газе в пластовых условиях  $\lambda_{r}$ , коэффициенты пористости *m* и глинистости  $K_{ra}$ ;

2) при СНК: показания метода J (см. следующий раздел) или определяемые по ним значения кажущейся пористости  $m_{\kappa}$  или эффективного водородного индекса пласта  $W_{эф}$ , коэффициента пористости m и глинистости  $K_{гл}$ .

При использовании методики опорных пластов аналогичная информация нужна и по этим пластам.

#### 10.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ СНК

Интерпретация результатов замеров при определении газонасыщенности S<sub>r</sub> пластов по данным СНК в основном аналогична методике определения пористости, приведенной в работах [2, 49]. Полностью аналогичны операции выделения пластов, введения поправок на влияние интегрирующей ячейки и нелинейность аппаратуры, а также учет фона естественного гамма-излучения при НГК.

Этапы интерпретации, специфические для определения S<sub>r</sub>, не входящие в методику определения пористости *m*, различаются в зависимости от вида, используемых опорных пластов и параметров, для которых построены палетки определения водородного индекса пласта или непосредственно S<sub>r</sub>.

Имеются методики, применяемые при совпадении некоторых параметров опорных и исследуемых пластов или же разработанные для конкретных условий отдельного месторождения. Универсальная методика, пригодная в различных условиях, но более сложная, чем частные методики, приведена в работе [2].

Наиболее простым способом определения газонасыщенности S<sub>r</sub> является способ, когда в разрезах скважин имеется по одному газоносному и водоносному опорному пласту, пористость и глинистость которых практически такие же, как и у исследуемых пластов. В этом случае газонасыщенность определяется по формуле

$$\Delta J = \lg(1 - S_{\rm r}) / \lg(1 - S_{\rm r. or}) = \lg S_{\rm B} / \lg S_{\rm B. or}, \qquad (10.27)$$

где S<sub>г. од</sub> и S<sub>в. од</sub> – газо- и водонасыщенность опорного пласта.

$$\Delta J = (J - J_{B. \text{ or}}) / (J_{r. \text{ or}} - J_{B. \text{ or}}), \qquad (10.28)$$

где J, J<sub>г. оп</sub> и J<sub>в. оп</sub> – показания (число импульсов в одну минуту) метода (скорость счета) соответственно против исследуемого, газоносного и водоносного опорных пластов.

Формула (10.27) представлена в виде графической палетки (рис. 10.19)  $\Delta J$ 



Рис. 10.19. Зависимость газонасыщенности пласта S<sub>г</sub> от показания метода – скорости счета  $\Delta J$  при различных коэффициентах пористости т

от lg  $S_r$ . Отметим, что при  $S_B = 1 - S_r = 1$   $\Delta J = 0$  и при  $S_{B, \text{ оп}} = 1 - S_{r, \text{ оп}}$   $\Delta J = 1$ . Приведенная зависимость остается неизменной при синхронном изменении пористости *m* всех трех пластов в интервале 10–30 %, а также при изменении длины зонда, мощности источника, чувствительности детектора.

Способ газоносного и глинистого опорных пластов применим независимо от соотношения коэффициентов пористости опорных пластов. В этом случае газонасыщенность  $S_r$  определяется по формуле

$$\Delta J = (J - J_{r,n})/(J_{r. on} - J_{r,n}), \qquad (10.29)$$

где  $J_{r,n}$  и  $J_{r. on}$  — показания (скорость счета) против опорного пласта глин и газоносного опорного пласта с параметрами пористости и газонасыщенности опорного пласта  $m_{on}$  и  $S_{r. on}$ , или из графика, показанного на рис. 10.20. Зависимость  $\Delta J$  от  $S_r$  на рис. 10.20 показана для различных пористостей 10,0  $\leq m \leq 35,0$  % на примере месторождения Газли со следующими параметрами:  $p_{n,1} = 6,0$  МПа, для опорных пластов (неразмытые глины и газоносный пласт) — m = 25 % и  $S_r = 95$  %; диаметр скважины d = 0,192 м. Приведенная палетка применима при 0,14  $\leq d \leq 0,25$  м и  $p_{n,1} \leq 20,0$  МПа. При определении  $S_r$  в области  $S_r > 50$  % вместо опорного пласта неразмытых глин можно использовать и размытые глины независимо от их минерального состава. Палетки для условий, выходящих за указанные пределы, можно рассчитать на основании формул и приемов универсальной методики, приведенной в работе [2].

Если свойства опорного газоносного пласта иные, чем для пласта, использованного при построении палетки, приведенной на рис. 10.21, то показания  $J_{r. \text{ он}}$  для таких опорных пластов определяют по формуле

$$J_{r. on} = J_{r.1} + (J' - J_{r.1}) / \Delta J', \qquad (10.30)$$

где J' – показания против «нестандартного» опорного пласта с параметрами m' и  $S'_r$ ;  $\Delta J'$  – ордината палетки для пласта с m = m' и  $S_r = S'_r$ .

Если палетку, построенную для неглинистых пластов, необходимо исполь-







Рис. 10.21. Номограмма для определения газонасыщенности S<sub>r</sub> в зависимости от пористости m, влажности  $\Delta W_{nx}$  и фиктивной пористости m<sub>ф</sub> [6]

зовать для глинистых пластов, то значение S<sub>r</sub> приближенно можно определить по формуле

$$S_{\rm r} = S_{\rm r} S_{\rm n} / m. \tag{10.31}$$

В формуле (10.31) все параметры даны в долях единицы и использованы следующие обозначения:

$$S_{\pi\phi} = m + K_{r,\pi},$$
 (10.32)

где  $K_{r,r}$  — коэффициент глинистости;  $S_{r\phi}$  — это значение  $S_r$ , определяемое по палетке, приведенной в работе [31], используя кривую с шифром  $S_{u\phi}$ .

Универсальный способ в принципе наиболее полно учитывает особенности исследуемых и опорных пластов и условий измерений. Определение газонасыщенности пластов S<sub>r</sub> проводится в такой последовательности:

по палеткам пористости определяется кажущаяся «нейтронная» пористость пласта – «эффективная влажность»;

вводятся поправки на «мешающие факторы»: отклонение скважинных условий, минерального состава пласта, температуры (и т.д.) от стандартных, принятых при построении палеток пористости. В результате определяется величина исправленной кажущейся пористости *m*;

вычисляется  $S_r$  по формулам или номограммам. На рис. 10.21 показан наиболее простой и точный при низких пластовых давлениях (< 25 МПа) вариант такой номограммы. Обозначения  $S_{n\phi}$  и  $S_{r\phi}$ , приведенные на рисунке, связаны со следующими аспектами.

Величина S<sub>гф</sub> связана с S<sub>г</sub> через зависимость

$$S_{\rm r} = S_{\rm r\phi} / (1 - W_{\rm r}),$$
 (10.33)

где  $W_{\rm r}$  — водородный индекс газа в пластовых условиях.

В глинистых пластах величина S<sub>г</sub> определяется по зависимости

$$S_{\rm r} = S_{\rm r\phi} S_{\rm n\phi} / m(1 - W_{\rm r}).$$
 (10.34)

В неглинистых пластах  $S_{n\phi} = m$ , в глинистых  $S_{n\phi}$  определяется из зависимости

$$S_{n\Phi} = m + K_{r\pi} W_{r\pi}.$$
 (10.35)

По номограмме, показанной на рис. 10.21, при известных m и  $S_{n\phi}$  находят  $S_{r\phi}$  и далее, используя формулу (10.33), величину  $S_r$ .

#### 10.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ИНК

Временное уменьшение поля нейтронов λ, использующееся для определения газонасыщенности пластов, рассчитывается с помощью формулы

$$\lambda = [\ln J_1 - \ln J_2] / (t_2 - t_1), \tag{10.36}$$

где  $J_1$  и  $J_2$  — показанная (скорость счета) в двух дифференциальных каналах с временами задержки  $t_1$  и  $t_2$ . Для повышения точности определения  $\lambda$  проводят измерения  $J_i$  на точках при шести — восьми значениях  $t_i$ , превышающих асимптотическое значение  $t_a$ , равное обычно 0,6—0,8 мс; строят график зависимости lg  $J_i$  от  $t_i$ , а значение  $\lambda$  находят по наклону этой зависимости. Величина  $\tau = \lambda^{-1}$  — это время, в течение которого J уменьшается в «е» раз.

Определения  $S_r$  по ИНК проводятся по разному в зависимости от наличия фонового замера в момент времени, когда  $S_r$  исследуемых пластов был известен по данным керна, электрометрии или других источников. Роль фонового замера может выполнять и замер при наличии в исследуемом пласте зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости более 0,2-0,3 м с практически нулевой или известной газонасыщенностью, если минерализация заполнителя пор в зоне проникновения (смеси связанной воды и фильтрата) известна.

При отсутствии фонового замера необходимо для исследуемых пластов знать пористость *m*, состав твердой фазы, воды и газа,  $p_{\rm вл}$  или непосредственные значения  $\lambda_{\rm тв}$ ,  $A_{\rm rs}$ ,  $A_{\rm s}$ ,  $A_{\rm r}$  в пластовых условиях. Тогда газонасыщенность  $S_{\rm r}$  будет определена по формуле

$$S_{\rm r} = [A - A_{\rm TB}(1 - m) - m A_{\rm B}]/m(A_{\rm r} - A_{\rm B})$$
(10.37)

или по аналогичному уравнению через  $\lambda$ . Здесь  $A_{\text{тв}}$  -- нейтронопоглощающая

способность твердой фазы породы. Величина  $A_{\text{тв}}$  меняется в зависимости от содержания глинистой фракции или иных примесей и значение A может быть определено по формуле

$$A = A_{ck}(1 - m - K_{rn}) + A_{rn}K_{rn} + (A_{B}S_{B} + A_{r}S_{r})m.$$
(10.38)

Если химический состав твердой фазы исследуемых коллекторов постоянен, а следовательно, и  $A_{\rm TB}$  = const, но сами значения  $A_{\rm TB}$  или  $\lambda_{\rm TB}$  неизвестны, то при наличии в разрезе опорных водоносных пластов с известными значениями *m* поступают следующим образом.

По результатам ИНК против опорных пластов строят график сопоставления λ с m, а через полученное поле точек проводят прямую

$$\lambda = a + bm, \tag{10.39}$$

где a и b — постоянные коэффициенты зависимости  $\lambda$  от m. Полученное значение коэффициента a, т.е. значение  $\lambda$  при m = 0, равно  $\lambda_{\text{тв}}$ , а коэффициент наклона b равен

$$b = (\lambda_{\rm B} - \lambda_{\rm TB}) / \Delta m. \tag{10.40}$$

Аналогичную зависимость можно построить между A и m, а затем найти значения  $A_{\text{тв}}$  и  $A_{\text{в}}$ .

Если опорные пласты отсутствуют, значения  $A_{\rm TB}$  и  $A_{\rm B}$  (в мс<sup>-1</sup>) рассчитывают по известному химическому составу твердой фазы породы и воды, используя формулы

$$A_{\rm TB} = 10^{-3} v \sum N_i \sigma_i, \quad A_{\rm B} = 4,84 + 0,077 C_{\rm B}, \tag{10.41}$$

где v — скорость тепловых нейтронов, ( $v = 2200 (T/273)^{0.5}$ , мс; T — температура пласта);  $N_i$  — число атомов *i*-го элемента в единице объема породы,  $\sigma_i$  — сечение поглощения нейтронов ядра атома *i*-го элемента,  $C_{\rm B}$  — минерализация воды, кг/м<sup>3</sup>.

Значение А<sub>г</sub> рассчитывается по формуле

$$A_{\rm r} = 4,84 W_{\rm r}, \tag{10.42}$$

где  $W_r$  определяется по формуле (10.21).

Точность определения  $S_r$  возрастает, если кроме водоносных пластов имеются опорные газоносные пласты с известными *m* и  $S_r$ , тогда на график сопоставления  $\lambda$  с *m* наносят также точки для газоносных пластов.

Если значение m исследуемого и опорных пластов одинаковы, то величину  $S_r$  можно рассчитать по формуле

$$S_{\rm r} = S_{\rm r. on}(A - A_{\rm TB}) / (A_{\rm r\pi} - A_{\rm BH}) \approx S_{\rm r. on}(\lambda - \lambda_{\rm BH}) / (\lambda_{\rm r\pi} - \lambda_{\rm BH}), \qquad (10.43)$$

где индексы «гл» и «вп» относятся к опорным пластам с  $S_r = 0$  и  $S_{r. on}$ .

Если  $A_{\text{тв}}(\lambda_{\text{тв}})$  существенно изменяется за счет колебания содержания примесей (глинистости)  $K_{\text{гл}}$ , а значения  $A_{\text{ск}}$  и  $A_{\text{гл}}(\lambda_{\text{ск}}$  и  $\lambda_{\text{гл}})$ , т.е. химический состав скелета и глинистой фракции стабильны, то перед построениями и вычислениями из измеренного  $\lambda$  вычитается поправка:

$$\Delta \lambda_{r,n} = K_{r,n} (\lambda_{r,n} - \lambda_{c,\kappa}) \approx \Delta A = K_{r,n} (A_{r,n} - A_{c,\kappa}).$$
(10.44)

Для определения  $\lambda_{rn} - \lambda_{ck}$  или  $A_{rn} - A_{ck}$  используются результаты измерений A или  $\lambda$  в ряде глинистых водоносных пластов с примесью, значения m и

 $K_{r,r}$  в которых известны. По этим пластам вычисляют приближенные значения  $\lambda_{r,B}$  по формуле

$$\lambda_{\rm TB} = (\lambda - \lambda_{\rm B} m) / (1 - m) \tag{10.45}$$

и строят график зависимости  $\lambda_{\rm TB}$  от  $K_{\rm r.r.}$ . Пересечение средней линии этого графика с осью  $K_{\rm r.r.} = 0$  дает величину  $\lambda_{\rm TB}$ . Ордината продолжения этой линии до  $K_{\rm r.r.} = 1$  (100 %) равна  $\lambda_{\rm r.r.}$ . Если отсутствуют данные для построения такого графика,  $\lambda_{\rm r.r.}$  можно приближенно вычислить по измерениям в глинистых пластах с известной пористостью, используя формулу (10.45).

Если имеется фоновый замер ИНК ( $\lambda_{\phi}$ ) при известных значениях нейтронопоглощающей способности воды  $A_{\rm B\phi}$ , газа  $A_{\rm r\phi}$  и газонасыщенности пласта  $S_{\rm r\phi}$ к моменту фонового замера, то значение  $S_{\rm r}$  к моменту текущего замера  $\lambda$  определяется по формуле

$$S_{\rm r} = \left[ (\lambda - \lambda_{\rm \Phi})/m + S_{\rm r\Phi}(A_{\rm r\Phi} - A_{\rm B\Phi}) + A_{\rm B\Phi} - A_{\rm B} \right] / (A_{\rm r} - A_{\rm B}), \tag{10.46}$$

где  $A_{\rm r}$  и  $A_{\rm B}$  — параметры, относящиеся к текущему времени по газу и воде;  $A_{\rm s\phi}$ — параметры для смеси фильтрата и остаточной воды к фоновому замеру. После начала обводнения пласта  $A_{\rm B}$  можно принять равной нейтронопоглощающей способности пластовой воды. Признаком начала обводнения является изменение  $\lambda$  относительно  $\lambda_{\phi}$  на величину, превышающую удвоенную погрешность измерения  $\lambda$ . Если  $A_{\rm B\phi} = A_{\rm B}$  (практически достаточно  $A_{\rm B\phi} - A < 0.2 \, {\rm mc}^{-1}$ ), а пластовое давление к моменту фонового замера отличается от давления при текущем замере менее чем на 3 и 10 МПа (при минерализации воды 0 и 200 кг/м<sup>3</sup> соответственно), то формула для определения газонасыщенности  $S_{\rm r}$ примет вид

$$S_{\rm r} = (\lambda - \lambda_{\rm \Phi})/m(A_{\rm r} - A_{\rm B}) + S_{\rm r\Phi}.$$
(10.47)

#### 10.13. ТЕРМОМЕТРИЯ И ДЕБИТОМЕТРИЯ

В наблюдательных, геофизических и пьезометрических скважинах изучается естественное распределение температуры. Величина температуры при этом обусловливается потоком тепла из недр Земли. В бурящихся и эксплуатируемых скважинах регистрируется нарушение естественной температуры под влиянием движения жидкости и газа по стволу и в пластах, а также под влиянием дроссельного, адиабатического и других термодинамических эффектов. При термометрии в остановленных и работающих скважинах регистрируются изменение температуры и ее градиенты по стволу.

Термометрия используется для выделения газоотдающих интервалов, оценки дебита отдельных пропластков, определения состава притекающего в ствол флюида, контроля работ по интенсификации добычи и изучения технического состояния скважин. Данный метод позволяет установить работающие интервалы, перекрытые фонтанными трубами. При интерпретации термограмм используются расчетные зависимости, отражающие закономерности формирования теплового поля. Информацию о тепловых свойствах заполнителей ствола скважины и окружающих пород можно получить из таблицы, приведенной в работе [85]. К специфическим особенностям термометрии относится повышенная чувствительность к условиям в скважине в процессе измерения применяемых дифференциальных термометров с комплектующей аппаратурой. Качество получаемых при термометрии результатов зависит от структуры и параметров продуктивного разреза, состава и свойств газа, депрессии на пласт, конструкции скважин, режима их работы, технологических операций, предшествующих термометрии. Большое количество факторов, одновременно влияющих на термограммы, в ряде случаев затрудняет интерпретацию результатов измерения. Поэтому данные термометрии всегда обрабатываются в комплексе с материалами других методов геофизических исследований. Пример использования результатов термометрии будет приведен далее.

Под дебитометрией подразумевается совокупность методов определения скорости жидкости и газа в стволе скважины, которые используются для выделения границ работающих интервалов, оценки дебитов этих интервалов, коэффициентов фильтрационного сопротивления, изучения межпластовых перетоков газа.

Результаты измерения скорости в стволе используются для оценки расходов жидкости и газа. В частности, дебит газа Q при стандартных условиях и известной скорости движения v определяется формулой

$$Q = 193,03 \cdot 10^3 p d^2 v / Tz, \tag{10.48}$$

где p – давление в скважине, МПа; d – внутренний диаметр обсадных (или фонтанных) труб, м; T – температура газа, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при p и T.

Если поток не гомогенный, в частности газожидкостный, то на регистрируемую скорость влияет фазовое состояние смеси и структура потока, что затрудняет интерпретацию результатов дебитометрии.

Если между фазами отсутствует непрерывная граница раздела, то показания дебитомера отражают перемещения включений отдельных фаз. Если в скважине движется дисперсная смесь, то показания дебитомера связаны с массовыми скоростями жидкой и газовой фаз и истинным газосодержанием флюида в стволе.

При исследовании скважин с целью определения дебита в интервале перфорации используются три способа: тахометрический, термокондуктивный и акустический.

Тахометрический принцип измерения дебита. Данный принцип основан на зависимости частоты вращения датчика расходомера (турбинки) от скорости потока газа (жидкости), движущегося в камере датчика. Если плотность газа в процессе исследований не меняется, то частота вращения F практически линейно связана со скоростью потока v. Для тахометрических датчиков типа «Метан» значения v и Q связаны с частотой вращения F формулами

$$v = 0.25 F \text{ M } Q = 0.48 \cdot 10^5 F p d^2 / Tz$$
 (10.49)

для турбинки первого диапазона скорости v = 0,1-0,3 м/с и

$$v = 0.075 F \text{ H} Q = 0.144 \cdot 10^5 Fpd^2/Tz$$
 (10.50)

для турбинки второго диапазона скорости v = 0,25-10,0 м/с.

Повысить точность измерения дебитов можно путем сравнения с суммарным дебитом, измеренным на поверхности, или совместной обработкой серии замеров, отличающихся скоростями движения скважинного прибора. Термокондуктивный принцип измерения дебита. Принцип работы термокондуктивного датчика состоит в измерении разности температур стенки нагретого датчика и движущегося флюида. Для определения скорости потока с его помощью необходимо знать фазовый и компонентный состав флюида и учитывать структуры потока в стволе скважины. Чаще всего этот датчик используют для выявления работающих пластов, в том числе интервалов притока жидкости.

Другие методы промысловой геофизики, используемые для контроля за разработкой залежи. Среди геофизических методов контроля за разработкой залежи ограниченное применение нашли: влагометрия, плотностометрия, барометрия, акустические методы и т.д. Причем влагометрия и плотностометрия являются косвенными методами оценки состава смеси в стволе, подвержены большему влиянию помех и на существующем уровне разработки являются индикаторами.

## 10.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ФЛЮИДОВ В СТВОЛ СКВАЖИНЫ

Определение профиля притока флюида в ствол скважины специалисты по промыслово-геофизическим исследованиям считают одним из существенных достижений промысловой геофизики. Причем результаты этих исследований по изучению профиля притока в дальнейшем используются для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, фильтрационных параметров пласта в пределах фиксированных границ профиля притока, а также для оценки степени участия отдельных пропластков в разработке. В принципе, если при вскрытии продуктивного пласта призабойная зона не сильно загрязнена, то по данным полевой геофизики, получаемым в процессе бурения, нетрудно оценить степень участия каждого пропластка в суммарном притоке флюида.

Как правило, результаты определения профиля притока по отношению величин коэффициентов фильтрационного сопротивления, фильтрационных параметров интервалов притока и степени участия отдельных пропластков интерпретируются не правильно. Искажение результатов профиля притока связано с незнанием геометрии дренируемой зоны и степени участия отдельных, сравнительно низкопроницаемых пропластков в дебите работающих интервалов через их вертикальную проницаемость.

Выявление интервалов притока может быть произведено по данным дебитометрии, термометрии и шумометрии. На рис. 10.22 показаны результаты перечисленных выше методов, полученные в реальной скважине. В интервалах притока показания тахометрического дебитомера растут, термокондуктивного падают в направлении движения флюида в стволе и шумомера увеличиваются. Места поступления газа в скважину выделяются также локальным повышением интенсивности шума. Достоверность выявления интервалов притока возрастает, если совместно обрабатываются результаты измерений на нескольких режимах работы скважины.

На термограммах приток выделяется по скачку температуры, обусловленному дроссельным эффектом в пласте и калориметрическим смешиванием в пределах ствола (рис. 10.23, кривая 1). Если в простаивающей скважине не наблюдаются межпластовые перетоки, на термограммах, полученных после оста-



Рис. 10.22. Изменения показаний дебитометрии, термометрии и шумометрии в интервале притока, используемые для определения газоотдачи пластов соответственно с неперекрытым (1) и перекрытым (2) фонтанными трубами интервалом перфорации

новки, фиксируются отрицательные аномалии, соответствующие работающим толщинам — следствие дросселирования газа в пластах при предшествующей эксплуатации (кривая 5 на рис. 10.23). При выявлении интервалов притока по термограмме ошибки допускаются из-за неучета влияния нестабилизации процессов распределения давления и температуры после смены режима работы скважины. В частности, после резкого уменьшения интенсивности отбора газа





термограмма не сразу приобретает вид, характерный для работы пластов с малым дебитом (кривая 4 на рис. 10.23), а испытывает влияние предшествующего режима (кривые 2 и 3). Такое влияние максимально в подошве нижнего отдающего пласта. При отборе пласт и подстилающие породы охлаждаются дросселирующим газом. После уменьшения депрессии температура поступающего из пласта газа возрастает, пласт быстро прогревается, но нижележащий пласт остается охлажденным в течение нескольких часов (кривые 2, 3). По скачку температуры, соответствующей верхней границе охлажденного участка, уточняют положение подошвы отдающего пласта.

Возможности выделения по термограммам работающих интервалов подтверждаются данными дебитометрии (кривая 6).

Выявление интервалов притока жидкости в ствол скважины и обводнившихся пластов. Для случая, когда жидкость притекает из самого нижнего из совместно эксплуатируемых пластов, интервал притока фиксируется по положительной аномалии дросселирования (кривые 1 на рис. 10.24 и 10.25). Однако даже незначительное присутствие в жидкой продукции газовой фазы резко снижает достоверность определения, так как коэффициент дросселирования для газа на порядок выше, чем для жидкости. Поэтому приток газированной смеси чаще всего, как и газа, отличается отрицательной аномалией.

Интервал поступления газожидкостного потока отмечается на спектре шумов максимумом в области низких частот.



Рис. 10.24. Распределение температуры газа и давления в работающей скважине, вскрывшей многопластовую (I-V) залежь



Рис. 10.25. Изменение показаний НГК, дебитометрии и термометрии (1, 2) при наличии жидкости в пределах продуктивного разреза

Косвенную информацию о местонахождении работающих пластов можно получить с помощью измерения давления путем оценки изменения с глубиной плотности флюида в стволе, по которой судят о распределении по стволу жидкой фазы. Характер изменения давления по стволу показан на рис. 10.24, из которого видно, что в остановленной скважине ствол в пределах перфорированного интервала заполнен водой, а ниже подошвы — осадком бурового раствора. На кривой изменения давления 2 в действующей скважине выделяются приуроченные к интервалам притока участки пониженной плотности, связанные с разгазированием поступающей в ствол жидкости. Кривая 2 на рис. 10.24 фиксирует уровень жидкости в интервале пласта III, скопление газожидкостной смеси между пластами III и IV.

Интервалы поступления воды могут быть выделены по значительному несовпадению дебитов из них, определенных по тахометрической и термокондуктивной дебитометрии. Если обводнение пластов сопровождается радиохимическим эффектом, то обводняющийся пласт определяется по несоответствию значений гамма-каротажа на текущем и более раннем фоновом замерах. Часть аномалий гамма-каротажа может возникнуть за счет сорбции внутри колонны радиоактивных веществ, поступающих из обводняющихся пластов. Поэтому данные гамма-каротажа необходимо сопоставлять с данными других методов, по которым возможно выделение интервалов коллекторов. Однозначным признаком аномалии радиогеохимического эффекта является несогласованность между интервалами коллекторов и участками повышенных показаний гаммакаротажа.

При определении интервалов притока жидкости высокоинформативным является серия термограмм при неустановившемся режиме работы скважины.
Результаты термометрии в процессе освоения скважины компрессированием показаны на рис. 10.26, где кривая 1 - фоновая, зарегистрированная в заполненной жидкостью неработающей скважине и отражающая воздействие предшествующих циклов ее освоения. Термограмма 2 получена сразу после подключения компрессора, когда в стволе резко возросло давление и жидкость начала двигаться вниз, поглощаясь пластом I. В результате нисходящего движения жидкости температура в стволе уменьшилась. Термограмма 3 соответствует времени, когда вследствие снижения уровня жидкости в стволе из пласта I начался приток. Вынос из пласта более теплой жидкости повышает температуру в стволе. Термограмма 4 получена, когда уровень жидкости стабилизировался на уровне башмака НКТ и из пласта I наблюдается устойчивый приток. После отключения компрессора давление в стволе резко падает, депрессия на пласт увеличивается, что приводит к существенному росту температуры поступающей из пласта жидкости. Температура становится выше фоновой (кривая 5). Такое поведение термограмм показывает, что аномалия температуры в пласте I на заключительном этапе освоения формируется под воздействием дроссельного эффекта, и о наличии притока жидкости можно говорить уверенно.

# Определение дебитов эксплуатируемых пластов.

I. В интервалах, не перекрытых фонтанными трубами, дебиты наиболее достоверно определяются по результатам тахометрических измерений, которые обрабатываются в такой последовательности:

определяются показания датчиков выше продуктивной толщи (обычно в фонтанных трубах) и в интервалах выше и ниже газоотдающих пластов –  $f_{\rm HKT}$ ,  $f_{\rm B}$  и  $f_{\rm B}$ ;

по формулам (10.49) и (10.50) определяют скорости движения газа в фонтанных трубах, а также выше и ниже пластов  $v_{\text{вкт}}$ ,  $v_{\text{в}}$  и  $v_{\text{в}}$ ;

если диаметр потока менее 0,200 м, то в полученные значения скорости вводится поправка о, учитывающая погрешность за перекрытие потока прибором:



Рис. 10.26. Изменение температуры газа в процессе освоения скважин

$$v_i' = v_i \left(1 - \sigma\right), \tag{10.51}$$

где  $\sigma = d_{np}^2 / d_n^2$ ;  $d_{np}$  и  $d_n$  - соответственно диаметры прибора и потока (внутренний диаметр обсадной колонны или фонтанных труб);

по результатам измерений в фонтанных трубах по формуле (10.48) определяется суммарный дебит Q<sub>сум</sub>;

определяются доли каждого газоотдающего интервала α<sub>i</sub> в суммарном дебите, а затем  $Q_i$  каждого пропластка — работающего интервала по формулам

$$\alpha_{i} = Q_{i}/Q_{\text{сум}} = \left[v_{\text{B}}'F_{\text{B}} - v_{\text{H}}'F_{\text{H}}\right]/v_{\text{HKT}}'F_{\text{HKT}}, \qquad (10.52)$$

где  $F_{\rm B}$ ,  $F_{\rm H}$  и  $F_{\rm HKT}$  — площади сечения потока газа в точках обработки выше и ниже интервала притока и в фонтанных трубах (обсадной колонны, если фонтанные трубы не спущены).

Если сечение потока не меняется с глубиной, а поправка о невелика, то вместо формулы (10.52) используется зависимость

$$\alpha_i = (f_{\rm B} - f_{\rm H})/f_{\rm cym}, \tag{10.53}$$

где f<sub>сум</sub> - отсчет по дебитометрии в кровле продуктивной толщи. II. Поинтервальные дебиты по результатам термометрии оцениваются по формуле

$$Q_{i} = Q_{\kappa p}(T_{\text{nog}\ i} - T_{\kappa p\ i}) / (T_{\kappa p\ i} - T_{\pi n\ i}), \qquad (10.54)$$

где  $Q_{\rm kp}$  – дебит у кровли пласта;  $T_{\rm под i}$  и  $T_{\rm kp i}$  – соответственно отсчеты по тер-мограмме в подошве и кровле *i*-го пласта;  $T_{\rm nn i}$  – температура газа, поступающего из і-го пласта.

Величину  $T_{\pi_1}$  можно оценить (в случае отсутствия информации) по формуле

$$T_{\mathfrak{n}\mathfrak{l}} = T_{\mathfrak{r}} + D_i \Delta p_i, \qquad (10.55)$$

где  $T_r$  – отсчет по геотермограмме в середине пласта;  $D_i$  – коэффициент Джоуля - Томсона в пластовых условиях;  $\Delta p_i$  - депрессия на *i*-й пласт.

Если депрессии на совместно эксплуатируемые пласты близки, то величина  $\Delta T = T_{n.n} - T_r$ , соответствует аномалии температуры в подошве нижнего пласта. В противном случае величина Q определяется совместным решением уравнений (10.54) и (10.55) при условии, что величина  $\Delta p_i$  должна быть найдена из уравнения притока газа к скважине. С учетом вышеизложенного дебит *i*-го пласта будет определяться решением уравнения вида:

$$Q_{i}D_{i}[a_{i}Q_{i} + b_{i}Q_{i}^{2}] + Q_{i}[(T_{\text{nog}} - T_{r_{i}})(p_{n\pi} + p_{3i})] =$$

$$= \sum Q_{\text{xp}} \left[ (T_{\text{nog}} - T_{\text{xp}})(p_{n\pi i} + p_{3i}) \right], \qquad (10.56)$$

где  $p_{n_i}$  и  $p_{i}$  - соответственно пластовое и забойное давления *i*-го пласта.

Поинтервальные дебиты малодебитных скважин можно оценить, обрабатывая термограммы на глубинах между работающими пластами. В основу такой оценки заложена зависимость температуры в скважине от параметра b, пропорционального дебиту.

Порядок обработки термограмм для малодебитных скважин следующий:

между работающими пластами выбираются интервалы протяженностью не менее 10-20 м.

в пределах каждого из интервалов определяется площадь между термограммой и геотермограммой F и берутся отсчеты по термограмме на границах интервала  $T_1$  и  $T_2$ ;

поинтервально рассчитывают значение b по формуле

$$b = F/(T_1 - T_2), \tag{10.57}$$

затем с помощью формулы (10.48) определяют расход флюида;

по величинам Q определяют расход Q<sub>i</sub>, соответствующий *i*-му пласту.

Предлагаемая методика оценки должна быть использована в случае, если дебит газа не превышает *n*·10 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

# 10.15. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

Фильтрационно-емкостные свойства отдельных пластов рассчитываются согласно работе [85] с использованием результатов определения поинтервальных дебитов по дебитометрии и давления в стволе скважины. Многопластовые месторождения, вскрытые единым фильтром, при отсутствии площадной гидродинамической связи между пластами истощаются неравномерно, что приводит к межпластовым перетокам через ствол скважины.

Характер перетоков зависит от соотношения пластовых давлений эксплуатируемых совместно интервалов и режима работы скважины. На рис. 10.27 по-



Рис. 10.27. Изменения показаний дебитомера, используемые для определения межпластовых перетоков, при различных режимах работы скважины

казан характер изменения перетоков в зависимости от режима эксплуатации скважин. Величина перетока становится максимальной при остановке скважины (кривые 1). При работе скважины с малым дебитом переток сохраняется, но интенсивность его снижается (кривая 2). Увеличив отбор из скважины, т.е. существенно снизив забойное давление, можно добиться прекращения работы поглощающего пласта (кривая 3). Если продолжить увеличение дебита скважины, то приток газа будет иметь место и у поглощающего пропластка (кривые 4).

Аналогичным образом воздействие перетока отражается и на термометрии. Ее преимущество заключается в возможности фиксации незначительных перетоков, а также перетоков газожидкостной смеси, не надежно определяемых дебитомером. Недостатком термометрии является неоднозначность интерпретации термограмм при наличии в разрезе скважины нескольких газоотдающих и поглощающих пропластков.

При интерпретации термограмм в остановленной скважине необходимо учитывать возможность влияния предшествующего режима эксплуатации. Влияние будет максимальным непосредственно после остановки скважины и уменьшается со временем. Длительность простоя скважины, необходимая для исключения влияния эксплуатации, зависит от величины температурных аномалий в действующей скважине, интенсивности перетока. Она может меняться от нескольких часов до нескольких суток и уточняется при регистрации в скважине серии термограмм во времени.

На рис. 10.28 показаны серии термограмм (3 – 6), где термограмма 4 испытывает влияние предшествующего режима, а тепловое поле перетока стаби-



Рис. 10.28. Изменение температуры газа, используемое для определения перетока газа в остановленной скважине

лизируется только спустя 12 ч (кривые 5, 6). Достоверность заключения о перетоке в остановленной скважине существенно выше, если в ней зарегистрированы не единичные замеры, а серии термограмм, позволяющие проследить характер изменения теплового поля во времени.

Косвенным признаком перетока является характер восстановления давления и температуры по прекращению эксплуатации, отражающийся на кривых восстановления давления и температуры. В отсутствии перетока давление восстанавливается до пластового. Если переток возникает непосредственно после остановки скважины, характер восстановления давления качественно не меняется, но давление восстанавливается не до первоначального, давления, а до некоторого меньшего значения. Ввиду возможного влияния других факторов, результаты измерений анализируются только в комплексе с данными других геофизических и гидродинамических исследований.

# 10.16. ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

Признаком заколонного перетока являются аномалии температуры на термограммах в неперфорированных интервалах, обусловленные переносом теплоты движущимися за колонной флюидом и его дросселированием. Причиной аномалии могут быть и другие факторы. Поэтому заключение о перетоке должно быть подтверждено данными о наличии и насыщении коллекторов за пределами перфорированной продуктивной толщи, состоянии цементного камня за колонной и т.д. Для этого используются результаты радиоактивного и акустического каротажа и геолого-промысловых исследований.

Перетоки в действующей скважине ниже работающих пластов выявляются по аномалиям температуры в неперфорированных интервалах, характерным для движения газа внутри колонны. Если канал перетока имеет выход в интервал перфорации, то величина и форма аномалий меняется в зависимости от депрессии на пласт. Тогда перетоки обнаруживаются по несовпадению аномалий, полученных при работе скважины с разными дебитами.

Тепловое воздействие перетока выше работающих пластов экранируется движением газа по стволу. Заколонное движение можно обнаружить по уменьшению градиента температуры, когда скорости газа внутри и за колонной сравнимы, а дебит скважины не превышает 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Переток в остановленной скважине ниже работающих пластов выявляется на основе тех же критериев, что и в действующей.

Если после остановки скважины переток прекращается, то связанные с ним аномалии температуры уменьшаются по величине со временем. Это позволяет фиксировать существование перетока по несовпадению термограмм, отличающихся временем простоя скважины, или термограмм в действующей и остановленной скважине.

После прекращения эксплуатации ослабевает экранирующее влияние движения газа по стволу, что повышает возможность выявления по термограммам перетоков выше перфорированных пластов. Аномалии перетока в этом случае формируются на фоне изменения температуры со временем, обусловленного восстановлением естественного теплового режима скважины, поэтому их очень сложно выявить при анализе одиночной термограммы. Информативна только серия термограмм, позволяющая выявить переток по характерным особенностям поведения температуры во времени. Перетоки в неэксплуатируемых скважинах выявляются по отличию температуры в стволе от естественной. Во избежание ошибок при интерпретации термограмм, исследования должны выполняться в скважинах, время простоя которых в несколько раз больше, чем



Рис. 10.29. Изменение показаний глубинного расходомера (1, 4), термометра (2, 5), манометра (3, 6) и НГК (7) в интервалах сужения проходного сечения ствола (местах установок пакера, клапанов и т.д.)

длительность предшествующих технологических операций (промывки, подземного ремонта и т.д.). Это гарантирует установление вне интервалов перетока естественного распределения температуры. Ошибки наиболее часты в глинистых пластах, кавернах, интервалах поглощения, где восстановление нарушенного естественного теплового режима происходит аномально медленно (от 10 сут до двух лет). Кроме того, нужно также учитывать, что локальные нарушения естественной температуры в пластах возможны вследствие их эксплуатации соседними скважинами.

Недостатком термометрии является невозможность отличить перетоки, происходящие в период исследований, и перетоки, существовавшие ранее, но прекратившиеся к моменту проведения термометрии. Достоверность заключений по термометрии возрастает, если наблюдения в скважине проводятся периодически и динамику изменения температурных аномалий можно связать с технологическими параметрами залежи. Например, наблюдается связь величины аномалии с колебаниями давления в пласте для хранения газа в период закачки и отбора.

Изучение дефектов в конструкции скважин. Изменение проходного сечения труб вызывает аномалии на термограммах, кривые изменения давления и дебитограммах. Эти аномалии используются для выявления нарушений в конструкции скважин. Особенно часто встречаются случаи нарушения конструкции скважин, происходящие в период падающей добычи газа, когда пластовое давление становится значительно ниже гидродинамического давления пласта. На рис. 10.29 показаны особенности изменения кривых газодинамических параметров в интервалах изменения проходного сечения по глубине (местах установки пакера, расположения башмака фонтанных труб).

Показания дебитомера изменяются обратно пропорционально квадрату диаметра потока, резко возрастая при сужении проходного сечения (кривые 1, 4). Причина изменения температуры связана с нагревом газа при его сжатии при входе в сужения (кривые 2, 5).

На кривых изменения давления фиксируется локальный рост давления при входе в сужения за счет перекрытия части проходного сечения прискважинным прибором с грузами и повышения градиента давления в интервалах возрастания скорости потока газа (кривые 3, 6).

Перечисленные особенности изменения фиксируемых параметров проявляются более существенно с ростом дебита газа. Влияние конструкции скважинного оборудования фиксируется также на диаграмме нейтронного гаммакаротажа (кривая 7).

# 10.17. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖИ

Методами подземной газогидродинамики, трубной гидравлики и газовой динамики контролируются: характеры изменения пластового и забойного (устьевого) давлений, потери давления в стволе, шлейфах (коллекторах) и элементах УКПГ; режим работы скважин, конструкция скважин; образование и характер изменения депрессионных воронок, изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе разработки, свойств газа, нефти, конденсата и воды, необходимость ингибирования скважин и т.д. Основой газогидродинамических методов контроля за отдельными параметрами разработки являются уравнения состояния газа, материального баланса, движения флюида по трубам и фильтрации в пористой среде.

Точность контролируемых параметров разработки методами подземной и трубной гидрогазодинамики значительно выше точности промыслово-геофизических методов. Объемы работ, выполняемых по контролю за разработкой методами гидрогазодинамики, гораздо больше, чем работ по контролю методами геофизики. Эти работы менее трудоемкие, чем геофизические работы по контролю за разработкой.

Однако, как было отмечено выше, виды и частота выполнения работ по контролю за разработкой методами гидрогазодинамики не должны быть неоправданно большими, и эти работы должны быть необходимыми и достаточными для данного месторождения. Объемы газогидродинамических методов контроля за разработкой должны быть строго обоснованы в зависимости от особенностей проектируемого месторождения.

Перечисленные выше параметры, контролируемые методами подземной и трубной гидрогазодинамики представляют интерес только после анализа и обобщения полученных результатов. Частично эти параметры могут быть прогнозированы достаточно точно расчетным путем в зависимости от изменения пластового давления во времени. Поэтому контроль таких параметров (например, коэффициентов фильтрационного сопротивления, свойств газа, дебита скважин, изменения температуры и т.д.) должен носить эпизодический характер.

Проектировщик обязан указать конкретную методику определения каждого параметра в зависимости от требуемой точности его определения, экологичности и трудоемкости метода. Он должен стремиться избежать контроля параметра с помощью глубинных измерений, по возможности установить по каждому контролируемому параметру погрешности при отказе от трудоемких и опасных работ, связанных со спуском глубинных приборов и комплексов.

В данной главе не приводятся формулы для определения давлений, температур, дебитов и других параметров методами гидрогазодинамики. Здесь следует только отметить то, что некоторые контролируемые в процессе разработки параметры газогидродинамическими методами могут быть с очень высокой точностью определены численно.

Информация о программах по численному определению некоторых параметров дана в работе [85].

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА ЕГО РАЗРАБОТКОЙ

Одним из основных источников информации является ежедневные замеры дебита, производимые на промысле пообъектно (т.е. на скважинах, пунктах замера давления), на установках по подготовке газа, на регенерационных установках, на ДКС и т.д. Эти данные являются основополагающими для контроля за режимом работы скважин, систем сбора и подготовки газа, годовыми отборами по скважинам, зонам, дренируемым скважинами отдельных УКПГ, режимом работы технологических линий по подготовке газа, конденсата и нефти, выходом примесей и конденсата; текущими запасами по отдельным скважинам и участкам залежи и т.д. На основе ежедневных замеров давлений, температур и дебитов (газа, нефти, конденсата и воды), проводимых в эксплуатационных (нагнетательных) скважинах, уровня жидкости в пьезометрических скважинах (замеры проводятся периодически) оценивается продвижение воды в залежь, зональные и межпластовые перетоки, техническое состояние скважин. Придавая первостепенное значение информации, получаемой ежедневно по отдельным звеньям системы «скважина – газопровод», проектировщик должен обоснованно рекомендовать перечень параметров, фиксируемых ежедневно.

1. Абуталиев Э.Б., Закиров С.Н. Об учете сил инерции в задачах подземной газодинамики// Вопросы вычислительной математики. - Ташкент: изд. АН УзССР, 1963.

2. Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС – Контроль в системе «ГЕККОН-4,0»/М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, И.А. Кульгавый и др. – М.: изд. Ин-т геофизики при ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.

3. Адлер Н.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1971.

4. Айзерман М.А., Браверман Э.М., Розоноэр Л.И. Метод потенциальных функций. – М.: Наука, 1970.

5. Алиев З.С. Определение параметра анизотропии газонефтеводоносных пластов ООП. - М.: изд. МИНГ им. И.М. Губкина, 1989.

6. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию газовых и газонефтяных месторождений. - Печора: Печорское время, 2002.

7. Алиев З.С., Басниев К.С., Сомов Б.Е. Новые методы подсчета извлекаемых запасов газа. – М.: изд. ИРЦ Газпром, 1999.

8. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Карагаев Ж.Г. Влияние степени вскрытия пологообразных неодно-с. ленев О.С., сомов Б.Е., нарисиев Л.Г. Блиянных скважин//Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа. Ч. 2. - М.: ВНИИГаз, 1996.
 9. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А. Определение оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. - М.: Техника, 2001.
 10. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и много-

ствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. - М.: Техника, 2001.

11. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Черных В.В. Продуктивность многоствольной скважины в условиях обводнения//Газовая пром-сть. - 1999.

12. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин. вскрывших газовые и газонефтяные пласты. - М.: Недра, 1995.

13. Альбом номограмм и палеток для интерпретации промыслово-геофизических данных. -М.: Недра, 1984.

14. Андерсен Т. Введение в многомерный статистический анализ. – М.: Физматгиз, 1970.

15. Ахмедов З.М., Асадов А.Ш., Гукасян А.А. Экспериментальное исследование фильтрации газа через глинизированную пористую среду, содержащую остаточную нефть//Изв. вузов. Нефть и

газ. – 1975. – № 5. – С. 57–60. 16. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. 17. Бендат Д., Пирсон А. Измерение и анализ случайных процессов. – М.: Мир, 1974.

18. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1972.

19. Бокс Д., Дженкинс Г. Анализ временных рядов. Прогноз и управление. - М.: Мир, 1974. -T. 1-2

20. Болотов А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Нестеров И.И. Реологические свойства растворов газов в жидкости в области давления насыщения/Изв. АН СССР. МЖГ. – № 1. – 1988.

Бондарев Э.А., Гуревич Г.Р. Оценка размера переходной зоны при вытеснении жирного газа сухим//Газовая пром-сть. – 1970. – № 9. – С. 3–5. 22. Бузинов С.Н., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. О влиянии пористой среды на фазовые

превращения газоконденсатных систем//Нефтепромысловое дело. - 1974. - № 1. - С. 12-15.

23. Вазан М. Стохастическая аппроксимация. - М., 1972. 24. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. - М.: Недра, 1978.

25. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1976.

26. Временная инструкция по кислотной обработке газоносных пластов/В.И. Ермилов, В.А. Киреев, Л.А. Ковалева и др. - М.: изд. ВНИИЭгазпром, 1970.

27. Временная инструкция по поинтервальной обработке пласта при освоении и эксплуатации Оренбургского месторождения/В.А. Киреев, Л.А. Ковалева, В.М. Назеров и др. - М.: изд. ВНИИГаз, 1976.

28. Временное методическое руководство по анализу и диагностированию взаимодействия скважин. - Уфа: изд. БашНИПИнефть, 1986.

29. Выбор режима работ горизонтальной скважины/К.С. Басниев, З.С. Алиев, Б.Е. Сомов и др.//Газовая пром-сть. – Янв. – 1999.

30. Гаскаров Д.В., Шаповалов В.И. Малая выборка. – М.: Статистика. 1978.

31. Геофизические методы исследования скважин: Справ. геофизика/Под ред. Б.М. Запорожца. – М.: Недра. 1983.

32. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. - М.: Недра, 1976.

33. Девидзон М.И. О действии магнитного поля на слабопроводящие водные системы//Изв. вузов. Физика. - 1983. - № 4.

34. Дильман В.В., Полянин А.Д. Методы модельных уравнений и аналогий. - М.: Химия, 1988. 35. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970.

36. Желтов Ю.В., Латонов В.В. Оценка влияния пористой среды на давление начала конденсации//Газовое дело. - 1971. - № 2. - С. 4-7.

37. Зотов Г.А. Расчет фильтрационных сопротивлений скважин, несовершенной по степени вскрытия пласта, при нелинейном режиме фильтрации//Тр. ВНИИГаза. - 1963. - Вып. 18/26.

38. Ивахненко А.Г., Зайцев Ю.П., Дмитров В.Д. Принятие решений на основе самоорганизации. - М.: Сов. радио, 1976.

39. Импульсный нейтронный каротаж: Методические указания по проведению измерений и интерпретации результатов МУ-41-06-026-83/Я.Н. Басин и др. - М.: изд. ВНИИЯГ, 1984.

40. Интерпретация геофизических исследований скважин: Справочник геофизика/Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1987.

41. Исследование влияния геолого-технических факторов на производительность горизон-

тальных газовых и газоконденсатных скважин/К.С. Басниев, З.С. Алиев, С.Л. Критская и др. 42. Кати, Д.А., Корнелл Д., Кабаяши Р. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа: Пер. с англ. – М.: Недра, 1965.

43. Классификация ресурсов и запасов нефти и газа (совершенствование классификации ресурсов и запасов нефти и газа)/ В.А. Двуреченский, Н.Н. Лисовский и др. – М.: изд. ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.

44. Коллинз Р. Течение жидкости через пористые материалы. - М.: Мир, 1963.

45. Кондрат Р.М., Мартос В.Н. Исследование вытеснения газа водой из слоистых пористых сред//Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 1971. - № 8. -C. 9-17.

46. Коротаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1968.

47. Коротаев Ю.П. Исследования и режим эксплуатационных скважин//Разработка и

эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: изд. ОИ ВНИИЭГазпром, 1991.
 48. Крамбейн У., Кауфман М., Мак-Кеммон Р. Модели геологических процессов. – М.: Мир, 1973.
 49. Кузнецов О.Л. Интегрированный системный анализ многоуровневой геологической,

геофизической и геохимической информации//Тр. ВНИИЯГ, 1986. 50. Кузнецов О.Л., Петросят Л.Г. Перспективы использования акустического каротажа обсаженных скважин при доразведке месторождений нефти и газа//Тр. ВНИИЯГ, 1986. 51. Кульбак С. Теория информации и статистика. – М.: Наука, 1967. 52. Кэндэл М.Д. Ранговые корреляции. – М.: Статистика, 1975. 53. Лапук Б.Б., Абуталиев Э.Б., Закиров С.Н. Неустановившееся движение газа в пористой

среде при нелинейном законе фильтрации//Вопросы вычислительной математики. - Ташкент: изд. AH Y3CCP, 1963.

54. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. - М.: Гостехиздат, 1947.

55. Липатов Л.Н. Типовые процессы химической технологии как объекты управления. - М.: Химия, 1973.

56. Лисовский Н.Н. и др. Совершенствование классификации ресурсов и запасов нефти и га-М.: изд. ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994. за.

57. Лифшиц Н.А., Пугачев В.С. Вероятностный анализ систем автоматического регулирования. – М.: Советское радио, 1963. 58. Магара К. Уплотнение пород и фильтрация флюндов. – М.: Недра, 1982.

59. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1953.

60. Методика определения забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной скважине с учетом наличия в потоке газа жидкости/Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев и др. -М.: изд. ИРЦ Газпром, 1998.

61. Методика определения забойного давления в наклонных и горизонтальных скважинах/ Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев и др. - М.: изд. ИРЦ Газпром, 1997.

62. Методическое руководство по анализу технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газокондеснатных месторождений. - Баку: изд. АзИНЕФТЕХИМ, 1983.

63. Миллионщиков М.Д. Гидравлический анализ некоторых способов эксплуатации нефтяных скважин: Дис. д-ра техн. наук. - М., 1954.

64. Минский Е.М. О турбулентной фильтрации газа в пористых средах. - М.: Гостоптехиздат, 1951.

Мирзаджанзаде А.Х. Нелинейные эффекты при фильтрации газов и нефтей.

66. Мирзаджанзаде А.Х. Принятое решение в газодобыче. - М.: изд. Минтефтепром, 1987.

67. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977.

68. Намиот А.Ю. Влияние капиллярных сил на фазовые равновесия в коллекторах нефтяных и газовых залежей//Теория и практика добычи нефти. - М.: Недра, 1971. - С. 158-165.

69. Неймарк Ю.И., Ланда П.С. Стохастические и хаотические колебания. – М.: Наука, 1987.

70. О возможном влиянии начального градиента давления на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме/А.Х. Мирзаджанзаде, Г.И. Баренблат, В.М. Ентов и др.// Изв. вузов. Нефть и газ. - 1970. - № 1. - С. 39-45.

71. Опибалов А.М., Мирзаджанзаде А.Х. Механика физических процессов. - М.: изд. МГУ, 1976.

72. Определение оптимальной конструкции горизонтальных скважин/К.С. Басниев. З.С. Алиев, Б.Е. Сомов и др.//Газовая пром-сть. - Янв. 1999.

73. Определение параметров газоне́фтяного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной/
 Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев и др.//Газовая пром-сть. – Окт. – 1997.
 74. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири/
 О.Ф. Андреев, К.С.Басниев, Л.Б.Берман и др. – М.: Недра, 1984.

Пешель М. Моделирование сигналов и систем. – М.: Мир, 1981.

76. Постон Т., Стюарт И. Теория катастроф и ее приложения. – М.: Мир, 1980. 77. Прикладная геохимия нефти и газа/А.Х. Мирзаджанзаде, Ф.М. Багирзаде, Г.С. Степанова и др. – М.: Недра, 1985. 78. Протодъяконов М.М., Тедер Р.И. Методика рационального планирования эксперимента. –

М.: Недра, 1971.

79. Работнов Ю.Н. Элементы наследственной механики твердых тел. - М.: Недра, 1977.

80. Разамат М.С., Мордухаев И.М. О механизме влияния пористой среды на фазовые

с. изилити ил.с., пиородиев и.м. О механизме влияния пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных смесей//ДАН АзССР. – 1976. – № 6. – С. 24–27.
 81. Разамат М.С., Рамазанова Э.Э., Обручникова Л.В. Экспресс-метод для распознавания типа газоконденсатных месторождений//Геология нефти и газа. – 1974. – № 12. – С. 60–63.
 82. Разработка газоконденсатных месторожений/А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев и др. – М.: Недра, 1967.

83. Разработка методов определения производительности горизонтальных скважин и параметров неоднородных многослойных пластов по результатам их исследования/Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев и др.//Сб. докл. РАО «Газпром». – С.-П. – Сент. – 1997.

84. Романенко А.Ф., Сергеев Г.А. Вопросы прикладного анализа случайных процессов. – М.: Сов. радио, 1968.

85. Руководство по исследованию скважин/А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. -М.: Наука, 1995.

86. Степанова Г.С. Влияние различных факторов на коэффициент извлечения конденсата из пласта при закачке газа//Нефтяное хозяйство. - 1972. - № 7. - С. 30-33.

87. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1979.

88. Степанова Г.С., Качалов О.Б., Критская С.Л. Методы определения фазовых переходов пластовых смесей//Газовая промышленность. – 1975. – № 10. – С. 30–33. 89. Степанова Г.С., Критская С.Л. Прогнозные определения коэффициента извлечения

конденсата из пласта//Газовая промышленность. - 1978. - № 3. - С. 61-62.

90. Степанова Г.С., Критская С.Л., Мосина А.А. Применение методов распознавания образов при определении типа газоконденсатных месторождений//Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - 1978. - № 7. - С. 19-26.

91. Соколов В.А. Геохимия природных газов. - М.: Недра, 1971

92. Соколов В.А. Миграция нефти и газа. - М.: Изд.во АН СССР, 1956. 93. Технологический режим работы газовых скважин/З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко и др. – М.: Недра, 1978. 94. *Требин Г.Ф.* Экспериментальные исследования режимов течения жидкостей и газов в

пористой среде. - М.: Гостоптехиздат, 1954.

95. Хакен Г. Синергетика. - М.: Мир, 1980.

96. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах. - М.: Химия, 1982.

97. Химмельблау Д. Анализ процессов статистическими методами. – М.: Мир, 1973. 98. Цлав Л.З., Деев Н.Н., Кузнецов О.Л. Выделение газоносных коллекторов в обсаженных скважинах с применением импульсного нейтронного (ИНК) и акустического (АК) каротажа//Тр. ВНИИТнефть. 1970. - Вып. 1.

99. Цыпкин Я.З. Адаптация и обучение в системах автоматического управления. – М.: Наука, 1969.

100. Черных В.А. Газогидродинамика горизонтальных газовых скважин. - М.: изд. ВНИИГаз, 2000.

101. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. - М.: Гостоптехиздат, 1960.

102. Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1967.

103. Щелкачев В.Н. Основы подземной нефтяной гидравлики. - М.: Гостоптехиздат, 1945.

104. Эксплуатация газовых скважин/О.М. Ермилов, З.С. Алиев, В.В. Ремизов и др. - М.: Наука, 1995.

105. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М.: Гостоптехиздат, 1963.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие
ГЛАВА 1. Применение вероятностно-статистических методов при гидротермодинамичес- ких исследованиях и анализе разработки
1.1. Принятие решений в газодобыче
1.2. Прогнозирование технологических процессов газодобычи на основе применения
порядковых статистик
1.3. Определение степени взаимодействия между скважинами и прогнозирование за- стойных областей
1.4. Модели для прогнозирования добычи газа
1.5. Диагностирование фазового состояния залежи по составу пластовой смеси
1.6. Планирование экспериментов
1.7. Методы распознавания ооразов
<ol> <li>го, математическое моделирование процессов при изучении технологии дообчи газа. Выбор математической модели</li> </ol>
19 Метод безэталонных измерений
1.10. Обработка данных исследований и выявление основных факторов, влияющих на полученные результаты
полученище результаты
ГЛАВА 2. Методы изучения геолого-промысловой характеристики газовых и газокон- денсатных месторождений
2.1. Определение пластового давления газовых и газоконденсатных месторождении по
изменению услевой информации
при исследовании скражин
2.3. Определение забойного давления в вертикальных, наклонных и горизонтальных
газовых и газоконденсалных скважинах
2.4. Определение забойного давления в горизонтальной газовой и газоконденсатной
скважинах с учетом наличия жидкости в потоке газа
2.5. Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации
2.6. Экспериментальные исследования влияния на форму индикаторных кривых, вклю- чения новых интервалов при увеличении депрессии на пласт газонефтяных залежей
2.7. Исследование скважин методом установившихся отборов при длительной стабилизации давления и дебита
2.8. Методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по ланным эксплуатации скважин
2.9. Экспериментальное определение проницаемости газонефтеводоносных пластов в любом направлении
2.10. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления по результатам исследования вертикальных газовых скважин при нестационарных режимах
ГЛАВА 3. Процессы переноса газа и газоконденсатных систем в пористых средах
3.1. Законы фильтрации природных газов
3.2. Оценка начального градиента давления при фильтрации газа в пористых средах
3.3. Элементы теории протекания
3.4. Фрактальные свойства фильтрации
3.5. Отрицательное давление
3.0. нелинейные эффекты при фильтрации газов и нефтей
3.1. гелинеиная фильтрация жидкости и газа
5.0. Фильтрация газа в ползучих средах
о.э. олияние сороционной спосооности пород на фильтрационные характеристики коллекторов

3.10. Исследование сорбционной способности пород-коллекторов	285 298 301
3.13. Экспериментальные исследования фильтрации газоконденсатной смеси в порис- той среде	324
3.14. Экспериментальные исследования влияния содержания конденсата в газе, выпа- дающего в призабойной зоне на коэффициенты фильтрационного сопротивления	336 344
3.16. Способы схематизации притока газа к горизонтальной скважине	350 359
ГЛАВА 4. Методы изучения газоконденсатной характеристики месторождения	364
4.1. Применение различных методов классификации для прогнозирования свойств газо- конденсатных систем	364
4.2. Методы распознавания типа залежи	369
4.3. Прогнозирование давления начала конденсации газоконденсатных систем	3/0
4.4. Блияние неравновесности на процесс выделения конденсата из газа	303
4.5. Осстояные задачи исследовании на назоконденсатность	300
4.0. Исследование процесса зародышеобразования в газоконденсатных системах	400
ГЛАВА 5. Методы подсчета и прогноз извлекаемых запасов газа	423
51 OTDETETERING 2313COR 1323 OFTERWILL NETOTON	425
5.2. Уравнение материального баланса и его использование при определении извле- каемых запасов газа	428
5.3. Учет продвижения воды в газовую залежь при подсчете запасов газа методом падения пластового давления при упруговодонапорном режиме залежи	430
5.4. Учет подъема подошвенной воды в газовую залежь при подсчете запасов газа методом падения пластового давления. 5.5. Матод использования водого установания и подсчета известания.	435
запасов газа	440 444
5.7. Технология подсчета запасов газа с использованием геолого-математических моде- лей залежей массивного и пластового типов	448
5.8. Категорийность запасов газа, применяемая при различных методах подсчета, и ее приемлемость при использовании геолого-математических моделей месторождений	477
3.9. Методические основы учета торного давления при оценке начальных запасов газа газовых местодожлений.	479
5.10. Факторы, влияющие на газоотдачу	488
5.11. Методы прогнозирования коэффициента газоотдачи	494
5.12. Выбор уровня отбора газа в условиях неполной информации о запасах газа	498
ГЛАВА 6. Обоснование и методы установления технологического режима эксплуатации газовых скважин	505
6.1. Основные принципы выбора технологических режимов работы скважин. Критерии режимов	508
6.2. Рекомендации по выбору критериев технологических режимов работы скважин 6.3. Методы обоснования критериев и их предельных значений при выборе режима работы скважин	509 517
6.4. Обоснование технологического режима работы проектных скважин в условиях возможного образования песчаных пробок	520
6.5. Обоснование технологического режима работы скважин при возможности их обводнения подошвенной водой	531
о.о. температурнын технологическии режим эксплуатации скважин 6.7. Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов	549
6.8. Установление технологического режима эксплуатации скважин при наличии в газе коррозионно-активных компонентов	566
6.9. Влияние атомарной ртути на технологический режим эксплуатации газовых скважин	569
отки	573 578
6.12. Вскрытие многослойных неоднородных залежей горизонтальными скважинами	590

6.13. Выбор конструкции скважин	592
6.14. Методы интенсификации притока газа к скважине	602
6.15. Отложение солей при добыче газа	614
ГЛАВА 7. Анализ показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений	622
7.1. Анализ разработки газовых и газоконденсатных месторождений на основе эводю-	
ционного моделирования	622
7.2. Новые методы анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений	626
7.3. Анализ технологических процессов при добыче газа и конденсата в условиях не-	
достаточной информации	652
7.4. Информационное обеспечение анализа разработки месторождений с большим фон-	673
дом скважий полнование лобычи газа и конленсата	678
7.6. Прогновнувание доовани наза и конденсата.	684
7.5. Ганнес милиости с забод газоконненсатной скражины	P00 P83
78. Накопление и вынос жилкости из ствола скважини	692
79 Влидние горного давления на параметры разработки гозовых и гозовочние истичисти	002
метопожлений	704
7.10. Влияние неравновесных процессов на формирование режимов газоносных пластов 7.11. Гидродинамические особенности разработки газовых месторождений в условиях	708
проявления начального градиента давления	/14
7.12. Раннее диагностирование процесса обводнения скважин	723
7.13. Прогнозирование начала изменений характера обводнения газоконденсатных сква-	
жин	728
7.14. Определение начала активного внедрения пластовых вод в залежь при упругово- донаподном режиме	731
ГЛАВА 8. Повышение газо- и конденсатоотдачи внутриконтурным заводнением	739
81. Особенности разработки газовых и газоконленсатных месторожлений	741
8.2. Некоторые результаты исследований мехонизма вытеснения газа водой	746
6.2. Починициальная схема эксплуатации газовых и газоконленсатых месторожлений с	740
вы принципальны эзволиением	758
внутриконтурным заводаетном	700
1.3. В зону нефтаной отопочки	761
8.5. Термогравитационные эффекты в прогнозе и выборе метода разработки газокон-	763
ГЛАВА 9. Повышение качества подготовки газоконденсатных систем воздействием	
магнитных полей	. 772
9.1. Некоторые физические представления о влиянии магнитных полей на нефтегазо- конденсатные системы	. 773
9.2. Влияние магнитного поля на сепарацию газоконденсатных систем	. 782
9.3. Влияние магнитного поля на гидратообразование	. 788
9.4. Промысловые опыты по использованию магнитного поля	. 791
9.5. Новые процессы в борьбе с гидратообразованием углеводородных газов	. 793
9.6. Влияние омагниченной воды и растворов ПАВ на конечную конденсатоотдачу	. 796
9.7. Влияние магнитного поля на интенсивность коррозии трубопроводов	. 797
ГЛАВА 10. Методы и технологии контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений	. 799
10.1. Применение акустического каротажа в обсаженных скважинах при доразведке	901
месторождении нефти и газа	. 001
импульсного нейтронного (ИНК) и акустического (АК) каротажа	. 807 . 813
10.4. Критерии выявления зон повышенной трещиноватости пород с помощью широко-	010
полосного акустического каротажа	. 020
зических наблюдений	. 833 . 839
10.7. Осуществление оцеративного контроля за разработкой месторожлений	. 843
10.8. Применение промыслово-геофизических метолов лля контроля за разработкой	. 844
10.9. Контроль за обволнением залежи с использованием метолов геофизики	850
10.10. Определение коэффициентов текушей и остаточной газонасышенности	852
10.11. Определение коэффициента газонасышенности по данным СНК	. 854

10.12. Определение коэффициента газонасыщенности по данным ИНК	857
10.13. Термометрия и дебитометрия	859
10.14. Определение профиля притока флюидов в ствол скважины	861
10.15. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов	867
10.16. Изучение заколонных перетоков	869
10.17. Газогидродинамические методы контроля за разработкой залежи	871
Список литературы	874

#### научное издание

#### Мирзаджанзаде Азат Халилович Кузнецов Олег Леонидович Басниев Каплан Сафербиевич Алиев Загид Самедович

#### ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ГАЗА

Заведующий редакцией Т.К. Рубинская Редакторы издательства Н.А. Фетисова, А.И. Вороновская, Т.П. Мыскина Переплет художника Н.П. Новиковой Художник-трафик Н.П. Новикова Технический редактор Г.В. Лехова Корректоры Е.М. Федорова, Л.Н. Фомина Операторы И.В. Севалкина, Ю.А. Титова Компьютерная верстка И.В. Севалкина

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Подписано в печать с оригинал-макета, изготовленного в ООО «Недра-Бизнесцентр» 28.07.03. Формат 70×100 1/16. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Усл. печ. л. 70,95. Уч.-изд. л. 73,0. Тираж 1000 экз. Заказ 8440 /998y/4636

> ОАО «Издательство «Недра» 125047, Москва, пл. Тверская застава, З ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН 121099, Москва, Шубинский пер., 6



### МИРЗАДЖАНЗАДЕ Азат Халилович

Специалист в области механики жидкости и газа, нефтегазовой гидромеханики, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Доктор технических наук, профессор, действительный член Академии наук Республики Азербайджан, почетный член Российской академии естественных наук.

Автор многочисленных публикаций в области нефти и газа и педагогики высшей школы.



## КУЗНЕЦОВ Олег Леонидович

Специалист в области геофизики, геоянформатики, разведки, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, глобальных геоинформационных систем, социогеоявлений.

Доктор технических наук, профессор, лауреат Государственной премии СССР, заслуженный деятель науки и техники России.

Директор ГНЦ РФ ВНИИ геосистем, Президент Российской академии естественных наук.

Автор более 280 научных работ, опубликованных в отечественных и зарубежных изданиях, автор двух научных открытий.



# БАСНИЕВ Каплан Сафербиевич

Специалист в области нефтегазовой подземной гидромеханики и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки и техники России.

Заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, действительный член Российской академии естественных наук, Председатель бюро Секции нефти и газа РАЕН, член Совета Международного газового союза.

Автор более 150 научных работ, опубликованных в отечественных и зарубежных изданиях.



## АЛИЕВ Загид Самедович

Специалист в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Доктор технических наук, профессор РГУ нефти и газа

им. И.М. Губкина. Действительный член Российской академии естественных наук.

Автор более 260 научных работ в области теории разработки, исследования и эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин.