

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Глава 1. Развитие проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений	13
1.1. Основные понятия и определения.....	13
1.2. Этапы проектирования разработки месторождений природного газа	21
1.3. Анализ фактических данных разработки месторождений.....	29
1.4. Новые принципы разработки газовых и газоконденсатных месторождений.....	31
<i>Список литературы к гл. 1.....</i>	<i>43</i>
Глава 2. Проектирование комплексной разведки с применением опытной и опытно-промышленной эксплуатации и подсчет запасов газа	44
2.1. Потенциальные, прогнозные ресурсы и разведанные запасы природных газов.....	44
2.2. Методы подсчета запасов газа и конденсата	49
2.3. Объемный метод подсчета геологических и извлекаемых запасов газа и конденсата.....	52
2.4. Подсчет запасов газа по падению давления в однопластовых месторождениях	66
2.5. Подсчет запасов газа по падению давления при газовом режиме в многопластовых месторождениях	71
2.6. Использование перетока для подсчета запасов газа	79
2.7. Подсчет запасов газа по падению давления методом определения удельных объемов дренажа каждой скважины.....	88
2.8. Определение запасов газа по данным эксплуатации системы скважин	91
2.9. Основы комплексной промышленной разведки и проектирования опытной и опытно-промышленной эксплуатации.....	100
<i>Список литературы к гл. 2.....</i>	<i>104</i>
Глава 3. Долгосрочная модель использования ресурсов природного газа	105
3.1. Решение задачи эффективного комплексного использования ресурсов газа.....	105
3.2. Особенности решения задачи использования ресурсов газа.....	106
3.3. Алгоритм оптимизационного прогноза использования ресурсов газа	109
3.4. Порядок расчетов по алгоритмам долгосрочного прогноза освоения ресурсов природного газа.....	115
3.5. Место долгосрочного оптимизационного прогноза в планировании работ по освоению ресурсов газа.....	117
3.6. Кадастровая оценка месторождений природного газа.....	118

3.7. Нормативная модель разработки и алгоритм кадастровой оценки залежей природного газа.....	122
3.8. Алгоритм среднесрочного планирования (10–30 лет).....	129
3.9. Многоотраслевое моделирование топливно-энергетического комплекса.....	132
<i>Список литературы к гл. 3.....</i>	<i>133</i>
Глава 4. Режимы залежей и системы их разработки.....	134
4.1. Режим газовых залежей.....	134
4.2. Модели пластов.....	139
4.3. Определение газовой границы.....	145
4.4. Деформации границы раздела газ–вода при эксплуатации скважины.....	154
4.5. Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений.....	165
4.6. Уровни и темпы добычи газа из залежей.....	167
4.7. Системы размещения скважин по площади газонасыщенности месторождений природных газов.....	177
4.8. Особенности разработки многопластовых газовых месторождений.....	182
4.9. Применяемые системы размещения скважин и оценка разновременности их ввода на удельные объемы дренажа и газоотдачу.....	187
4.10. Оценка газо- и конденсатоотдачи.....	199
<i>Список литературы к гл. 4.....</i>	<i>208</i>
Глава 5. Технологические режимы эксплуатации скважин.....	210
5.1. Современные представления о технологическом режиме эксплуатации газовых скважин.....	210
5.2. Факторы, ограничивающие дебиты газовых и газоконденсатных скважин.....	218
5.3. Энергосберегающий режим эксплуатации.....	226
5.4. Контроль ТРЭС с помощью акустико-гидродинамических комплексов.....	229
<i>Список литературы к гл. 5.....</i>	<i>242</i>
Глава 6. Определение показателей разработки газового месторождения при газовом режиме.....	243
6.1. Основные положения расчета показателей разработки.....	243
6.2. Определение основных показателей разработки залежей природных газов при равномерном расположении скважин с учетом предельного энергосберегающего дебита.....	247
6.3. Определение параметров средней скважины.....	258
6.4. Определение основных показателей разработки при использовании степенной формулы притока газа.....	265
6.5. Расчеты по совместной разработке группы газонасыщенных пластов.....	269
6.6. Приближенный метод расчета работы неравномерной системы скважин.....	284
6.7. Термодинамические режимы эксплуатации скважин.....	288
6.8. Режим “безгидратной” эксплуатации скважин в районах многолетней мерзлоты.....	293
6.9. Расчет технологических показателей эксплуатации газовых скважин в газогидратных залежах.....	300
<i>Список литературы к гл. 6.....</i>	<i>304</i>
Глава 7. Определение показателей разработки газовых месторождений в условиях проявления водонапорного режима.....	306
7.1. Особенности разработки месторождений природного газа при упруговодонапорном режиме.....	306

7.2. Основы микрозащемления газа водой.....	308
7.3. Методика расчета поступления воды на основе укрупненной скважины для однородного пласта.....	311
7.4. Основы макрозащемления газа пластовой водой.....	320
7.5. Модель истощения неоднородной газовой залежи при водонапорном режиме.....	324
7.6. Газоотдача при водонапорном режиме.....	329
<i>Список литературы к гл. 7.....</i>	<i>334</i>
Глава 8. Разработка сложных месторождений по составу газа и коллекторским свойствам пласта.....	336
8.1. Опыт освоения и разработки глубокозалегающих месторождений Прикаспийской впадины.....	336
8.2. Система разработки Оренбургского месторождения.....	347
8.3. Моделирование разработки Астраханского месторождения.....	361
8.4. Система разработки Карачаганакского месторождения.....	370
8.5. Разработка месторождений с поддержанием давления.....	374
8.6. Разработка месторождений природных газов горизонтальными и многоствольными скважинами.....	385
8.7. Комплексное проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений.....	397
<i>Список литературы к гл. 8.....</i>	<i>408</i>

ВВЕДЕНИЕ

Общий объем производства энергии в мире за последние 25 лет увеличился на 60 %, добыча угля возросла на 47 %, нефти — на 32 % и природного газа — на 124 %. в соответствии с этим доля природного газа в мировом энергобалансе повысилась от 17 до 24 %, удельный вес нефти снизился с 48 по 39,5 %, а угля — с 30 по 27 %.

Доминирующим энергоносителем наступающего XXI в., вне всяких сомнений, будет природный газ. Есть все основания полагать, что тенденция опережающего роста использования природного газа в XXI столетии усилится, и газовая промышленность явится стержнем дальнейшего структурного совершенствования мирового энергетического баланса.

За 1970—1997 гг. разведанные запасы газа в мире увеличились примерно от 60 до 151 трлн. м³, т.е. в 2,5 раза обогнав рост потребления. Таким образом, обеспеченность запасами росла, несмотря на интенсивный рост добычи. Увеличивались и оценки геологических ресурсов, согласно которым ресурсы газа в настоящее время превышают 500 трлн. м³.

Важен факт выявления в настоящее десятилетие нетрадиционных ресурсов газа, не учтенных в приведенных данных. Ресурсы традиционного природного газа обеспечивают практически любые масштабы развития газовой промышленности в XXI в.

Свойства природного газа — теплоэнерготехнологические, экономические и экологические — превращают его в идеальный продукт для энергоснабжения в современном мире.

Особо важное значение имеют очень благоприятные экологические свойства природного газа. Совокупный выброс загрязняющих и "парниковых" веществ на единицу полезного использования энергии у природного газа существенно ниже, чем у всех других видов органического топлива.

Газовая индустрия в этой связи не просто позволяет покрывать некоторую часть потребности в энергии, но высту-

пает как мощный фактор социального прогресса, технических преобразований и роста производительности общественного труда.

По оценкам международных экспертов, объем производства природного газа в мире возрос от 1,9 в 1990 г. до 2,3 трлн. м³ в 1996 г. и в перспективе до 3,6 в 2020 г. и 5 трлн. м³ в 2050 г.

Важной задачей, стоящей перед мировым сообществом в перспективе, является формирование устойчивой, общественно приемлемой энергетики, отвечающей триединому критерию — высокой энергетической, экономической и экологической эффективности. При этом речь идет не о частных изменениях, а о выборе и реализации нового пути развития энергетики. Ускоренное развитие газовой индустрии, превращение ее в доминанту энергетического роста являются необходимым условием решения этой задачи.

Даже в условиях жесткой конкуренции энергоносителей роль газа, как наиболее экологически чистого вида топлива, заметно возрастает, и, по прогнозам экспертов, его доля в энергобалансе мира к середине XXI в. может составить 28—30 %, а по некоторым данным — 70 %.

Таким образом, наступает эпоха метана, которая позволяет реально ставить задачи создания устойчивой глобальной системы энергоснабжения.

По самым скромным подсчетам, при современном уровне потребления мир обеспечен природным газом на ближайшие 150 лет, но остаются еще буквально фантастические ресурсы нетрадиционного газа, во много раз превышающие общие ресурсы всех, вместе взятых, других источников энергии.

Ведущее место в мировой газодобывающей индустрии принадлежит России.

Сегодня природный газ в топливно-энергетическом балансе нашей страны составляет более 52 %, т.е. является основным ресурсом, определяющим энергетическую жизнеобеспеченность России и в обозримом будущем его роль будет непрерывно возрастать. В связи с этим повышение надежности добычи и степени извлечения газа и конденсата становится одной из важных проблем в отрасли.

Для России, имеющей 33 % разведанных запасов и свыше 40 % прогнозных ресурсов газа планеты, газ является не про-

сто очередным эффективным энергоресурсом, а важнейшим средством решения многих сложных социальных и экономических проблем.

Газовая промышленность России, в которой трудится лишь 0,4 % занятых в народном хозяйстве, дает 6 % ВВП. Она стала ключевой в решении широкого спектра наиболее острых стратегических задач социально-экономического развития России.

Признаваемая всеми особая роль газа в национальном хозяйстве России обуславливает необходимость разработки стратегии развития газовой промышленности как средства эффективного решения многих народнохозяйственных проблем. Главная цель разработки стратегии развития газовой промышленности формулируется как использование богатых ресурсов экологически наиболее чистого топлива — природного газа и уникального производственного комплекса — Единой системы газоснабжения для преодоления кризиса и последующего социально-экономического возрождения России.

В России открыты 755 газовых, газонефтяных, газоконденсатных месторождений. В 1997 г. запасы газа категорий $A+B+C_1$ составили 47,3 трлн. м³, категории C_2 — 13,4 трлн. м³. Из них около 77,4 % приходится на Западную Сибирь, главным образом на Ямало-Ненецкий автономный округ. Крупные запасы газа разведаны также в Оренбургской, Астраханской, Иркутской областях, Красноярском крае.

Из 4,2 трлн. м³ запасов сероводородсодержащего газа основная часть приходится на Астраханскую (2,7 трлн. м³) и Оренбургскую (1,1 трлн. м³) области.

В разрабатываемых месторождениях заключено 43 % разведанных запасов категорий $A+B+C_1$.

С начала разработки из недр извлечено 9,5 трлн. м³ газа, или 16,6 % начальных запасов открытых месторождений. В наиболее освоенных промышленностью регионах Северного Кавказа, Нижнего Поволжья, Республики Коми выработано от 65 до 86 % начальных запасов; по Вуктыльскому и Оренбургскому месторождениям выработанность составляет соответственно 79 и 46 %.

В 305 месторождениях установлено наличие конденсата. На

1996 г. запасы конденсатосодержащего газа составили 24,4 трлн. м³ по категориям А+В+С₁ и 8,6 трлн. м³ по категории С₂. Извлекаемые запасы конденсата составляют 1,86 млрд. т категорий А+В+С₁ и 0,83 млрд. т категории С₂. Основные запасы конденсата сосредоточены на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа, Астраханской области и Восточной Сибири. Преобладают залежи высококонденсатных газов с содержанием конденсата более 200 г/м³. Промышленный отбор конденсата ведется на 84 месторождениях. За все годы добыто 184 млн. т конденсата, или 9,0 % начальных его запасов в открытых месторождениях.

58 % из числа открытых месторождений не разрабатываются.

Долгосрочный резерв сырьевой базы природного газа России составляют перспективные и прогнозные ресурсы, заключенные в недрах освоенных и неосвоенных территорий и акваторий страны. Согласно последней прогнозной оценке, начальный потенциал газоносности недр России определен в 236 трлн. м³, из которых 9,5 трлн. м³ добыты, 61,2 трлн. м³ составляют прогнозную часть. В среднем по стране разведано и частично добыто 24 % начальных ресурсов газа.

Основная часть перспективных и прогнозных ресурсов сосредоточена в Западной и Восточной Сибири, а также на шельфе арктических и дальневосточных морей. Величина ресурсов категорий С₃+Д и предварительно оцененных запасов категории С₂ такова, что позволяет практически удвоить объем разведанных запасов газа в России в ближайшие 10–20 лет и полностью обеспечить условия для устойчивого длительного функционирования газодобывающей отрасли. Прогнозируется ухудшение структуры запасов газа в будущем вследствие увеличения доли мелких, сложнопостроенных и глубокозалегающих месторождений, уменьшения продуктивности запасов.

Рассматривая резервы развития сырьевой базы, следует выделить проблемы освоения мелких месторождений, а также ресурсов Восточной Сибири и шельфов морей. Роль этих направлений развития сырьевой базы будет непрерывно возрастать, что потребует определенной переориентировки об-

щей стратегии развития газодобывающей промышленности России.

Все рассмотренное выше относится к ресурсам и запасам природного газа, аккумулированных в традиционных источниках — различных типах газогидродинамических природных ловушках, сложенных осадочными горными породами, обладающими достаточно высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (с проницаемостью выше $1 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, пористостью выше 4 %).

В настоящее время в США уделяют внимание огромным ресурсам природных газов, приуроченным к так называемым нетрадиционным источникам.

В настоящее время основной объем добычи газа обеспечивается за счет месторождений Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири. К 2000 г. возможности наращивания добычи здесь будут практически исчерпаны. Хотя в этом регионе еще сохраняются крупные запасы газа, однако и они будут использоваться для компенсации выбывающих мощностей. В процессе разработки месторождений вследствие снижения давлений и уменьшения объема дренируемых запасов наступает период падающей добычи, значительные запасы переходят в категорию так называемого низконапорного газа, извлечение которого будет связано с созданием новых технологий.

За последние годы темпы восполнения сырьевой базы природного газа в стране резко снизились. С 1993 г. добыча газа значительно превысила темпы прироста запасов.

В этих условиях рентабельное развитие газодобывающей промышленности в значительной степени зависит от эффективности систем разработки, технологии и техники эксплуатации уникальных по запасам сеноманских газовых залежей и, прежде всего, залежей месторождений Медвежье, Уренгойское и Ямбургское. Особое значение эти проблемы приобретают на современном этапе, когда из двух основных объектов добычи газа в Западной Сибири (сеноманские залежи месторождений Медвежье и Уренгойское) извлечено свыше 50 % начальных запасов газа и они вступили в период падающей добычи.

В этих условиях дальнейшее развитие газовой промышленности России и увеличение экспорта газа в страны СНГ и

Европы связаны с развитием газонефтедобывающего комплекса полуострова Ямал и разработкой месторождений на арктическом шельфе России.

Ямальская группа газовых месторождений занимает особое место в перспективных планах развития топливно-энергетического комплекса России и в обеспечении экспортных поставок газа. Началась реализация крупного проекта Ямал – Европа.

В перспективных планах развития ОАО "Газпром" особая роль отводится освоению нижних газоконденсатных горизонтов ресурсов полуострова Ямал и его шельфовой зоны. Потенциальные возможности производства жидких углеводородов на открытых месторождениях Ямала оцениваются в 10–12 млн. т в год, что может быть достигнуто в 2015–2020 гг.

В современных условиях и в будущем от газовой промышленности зависит жизнеобеспеченность и безопасность России. Это требует осуществления новой концепции развития газовой промышленности, в которой главным становится надежность подачи газа на всем пути его движения от пласта до потребителя. Раньше, когда роль газа в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) страны была меньше, вопросы надежности добычи не стояли так остро, как сейчас, и у нас нет права оставить без тепла и электроэнергии население и промышленность даже на короткий срок.

Наиболее эффективный путь решения проблем надежности, увеличения газо- и конденсатоотдачи, расширения сферы и повышения эффективности использования газа может быть обеспечен за счет научно-технического прогресса.

Надежность добычи газа и конденсата требует широкого применения энергосберегающих дебитов, создания автоматизированного контроля и управления эксплуатацией скважин, совершенствования методики и регулярного проведения гидродинамических и акустико-гидродинамических исследований скважин, а также создания системы эффективной диагностики скважин и газопромыслового оборудования. Из анализа разработки выработанных месторождений России следует, что средний коэффициент газоотдачи по ним составляет 70 %. Как показывают теоретические разработки, подтвержденные промысловым опытом, вначале более интенсивно вы-

рабатываются высокопроницаемые прослой, за ними вступают обычные, менее проницаемые коллекторы и, наконец, на завершающей стадии разработки низкопроницаемые плотные коллекторы или прослой с низкой газонасыщенностью.

Традиционный подход к проектированию разработки месторождений природного газа, который длительный период времени применялся на практике, провозглашал, согласно нормативам (Государственной комиссии по запасам — ГКЗ), возможность практически полной добычи газа из любой залежи, с одной стороны, и целесообразность получения максимально возможного дебита по каждой скважине, с другой. Анализ огромного фактического материала и его сравнение с проектными решениями, основанными на традиционном подходе, показали их неадекватность. Научные представления о процессах добычи газа оказались значительно сложнее, чем это представлялось согласно традиционной стратегии.

Изменение экономической ситуации в стране и переход к рыночной экономике еще более акцентировали изъяны традиционного подхода. Объективная реальность потребовала коренных изменений в подходах к добыче газа.

Были установлены следующие принципиальные факты и научные представления о газовых скважинах и залежах:

скважины, работающие с энергосберегающими дебитами, функционируют надежно и не порождают серьезных проблем при их эксплуатации;

подавляющее большинство разрабатываемых в настоящее время месторождений природного газа работает при водонапорном режиме.

При проектировании разработки недостаточно знания запасов газа по общепринятым категориям $A + B + C_1$, по которым можно судить только о разной степени достоверности ресурсов. Сегодня требуется создание методики расчета извлекаемых запасов, учитывающей распределение их плотности по проницаемости и газонасыщенности, в том числе с учетом влияния начального градиента давления. Новые представления о фильтрационных процессах, происходящих в реальных неоднородных залежах, дают возможность строить более обоснованные математические модели, выбирать варианты разработки, позволяющие в значительной мере предотвратить избирательное продвижение воды и тем самым по-

высить коэффициенты газо- и конденсатоотдачи и определять оптимальные темпы разработки. При более низких темпах разработки обеспечиваются более высокие коэффициенты газо- и конденсатоотдачи.

Одной из сложных проблем является добыча газа на завершающей стадии разработки, которая приобретает все большее значение в связи с переходом на падающую добычу наших месторождений – гигантов севера Тюменской области – Медвежьего, Уренгойского месторождений и др. Ожидает своего эффективного решения проблема освоения глубокозалегающих залежей, в том числе приуроченных к низкопроницаемым плотным коллекторам, в которых рентабельность добычи прямо зависит от применения специальных методов освоения и интенсификации притока газа, применения горизонтальных и многозбойных скважин и др.

Эти факты потребовали коренного пересмотра принципов подхода к разработке и эксплуатации месторождений природного газа.

В результате была выработана новая, радикально отличная от предыдущей, концепция разработки месторождений природных газов, которая во главу угла ставит проблему комплексного подхода с обеспечением надежности добычи и повышения газо- и конденсатоотдачи и, как следствие этого, выдвигает на первый план технологии разработки, обеспечивающие сбережения энергетического запаса газовой залежи в целом и энергосберегающие режимы работы отдельных скважин.



РАЗВИТИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений – совокупность работ, направленных на извлечение из залежи на поверхность газа и газового конденсата, сбор, учет и подготовку их для транспорта потребителю или для переработки.

Основная задача проектирования разработки месторождения состоит в выборе такой системы, при которой обеспечивается минимум энергетических и экономических затрат на добычу заданных бизнес-планом и технико-экономическим обоснованием (ТЭО) объемов газа при заданной степени надежности и соблюдения норм и требований охраны недр и максимального квалифицированного использования пластовых ресурсов.

Под системой разработки газовой и газоконденсатной залежи следует понимать комплекс мероприятий по осуществлению процесса движения газа и конденсата от пласта до потребителя и управлению им с помощью определенным образом размещаемых на месторождении и вводимых в работу скважин и наземных сооружений.

При разработке газоконденсатных залежей рассматриваются вопросы поддержания пластового давления и извлечения из газа конденсата.

Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений является комплексной задачей, решаемой на базе промысловой геологии, гидродинамики, термодинамики,

экономики и вычислительной техники с учетом наиболее полного использования газа у потребителей.

Пласт, скважины, промысловые сооружения, газопровод, хранилище и потребитель рассматриваются сейчас как звенья единой взаимосвязанной технологической системы.

Основными исходными элементами при проектировании разработки месторождения являются объем и темпы добычи газа, которые при задаче повышения газо- и конденсатоотдачи для каждой залежи будут оптимальными исходя из ее геолого-промысловой характеристики с учетом промышленных запасов газа. На выбор объема добычи с залежи влияют состояние топливно-энергетического баланса и перспективы его развития. При этом учитываются также прогнозные запасы как в данной провинции, так и по трассе газопровода. Базисными точками являются уже открытые газовые месторождения, расположенные в начале газопроводной системы.

Сложность и высокая стоимость разведки газовых месторождений привели к необходимости все работы, связанные с извлечением газа, его подготовкой и транспортом к потребителю, вести в два основных этапа.

На первом этапе, который рассматривается как завершающий период комплексной разведки объекта, осуществляется опытно-промышленная эксплуатация месторождения (ОПЭ). В результате получают наиболее достоверные геологопромысловые сведения о месторождении, предварительно обустривают объект и добывают в промышленных масштабах газ, используемый в народном хозяйстве. С другой стороны, опытная и опытно-промышленная эксплуатация является первым этапом разработки месторождения. Таким образом, разведка и разработка представляют собой единый процесс, от успешного и правильного осуществления которого зависят сокращение числа разведочных скважин и быстрый ввод месторождений в разработку.

Для решения вопроса о необходимости проведения разведочных работ с применением опытной или опытно-промышленной эксплуатации составляют специальные проекты, подобные проектам разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Опытно-промышленную эксплуатацию газовых месторождений (первый этап разработки) можно начинать непосредственно после получения промышленных притоков газа в первых разведочных скважинах. Это позволяет за короткий срок уточнить геологическое строение месторождения, определить запасы газа методом падения давления, параметры

пласта и предельно допустимые значения дебитов газа по скважинам.

Если отсутствуют потребители при разработке однопластовых месторождений, то 5–10 % газа (от всех запасов) можно перепускать в вышележащие водоносные пласты, что позволит определить запасы газа методом падения давления. При этом газ также можно закачивать в купольную часть водоносных пластов, чтобы в последующем получить его обратно. Для подсчета запасов через имеющиеся разведочные скважины можно осуществить переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие.

В многопластовых месторождениях наряду с уточнением геологического строения и параметров пластов определяют запасы газа в каждом из горизонтов и выясняют связь между ними.

В проекте опытно-промышленной эксплуатации указывается следующее:

- геологическое строение месторождения; геологопромысловая характеристика скважин, включая конструкцию скважин; результаты опробования газовых и водяных горизонтов; состояние ствола, забоя и наземного оборудования;

- приближенная оценка ожидаемых запасов газа с указанием потребителей газа на период опытно-промышленной эксплуатации;

- анализ результатов исследований скважин с определением параметров пласта и рабочих дебитов скважин и программы дальнейших исследований в процессе опытно-промышленной эксплуатации;

- изменение дебитов скважин и падения давления в залежи с целью определения минимального периода опытно-промышленной эксплуатации и программа наблюдений, необходимых для определения запасов газа по падению давления и параметров пласта; после перебора различных вариантов ОПЭ выбирают наивыгоднейшие;

- приближенная оценка запасов газа по отдельным горизонтам для многопластовых месторождений и расчеты времени опытно-промышленной эксплуатации при осуществлении перетока газа.

Вторым этапом является промышленная разработка, осуществляемая по проекту, составленному на основе достаточно полных и достоверных данных опытно-промышленной разработки.

С целью повышения эффективности разработки в процессе промышленной разработки месторождения по мере бурения

ния новых скважин, уточнения и дополнения исходных данных проект периодически пересматривается и в него вносятся коррективы. Особенно существенные изменения возможны в связи с уточнением режима залежи, который, как правило, трудно определить в ходе разведочных работ и даже при разработке месторождения на ранней стадии.

На многих месторождениях, особенно крупных, бурят большое число разведочных и эксплуатационных скважин. Необходимо, чтобы схема размещения скважин, а также их конструкция позволяли большинство разведочных скважин переводить в разряд эксплуатационных, при этом эксплуатационные скважины также должны выполнять функции разведочных с точки зрения получения дополнительной информации о залежи. Степень детальности и последовательности разведки конкретного месторождения зависит и от размещения месторождения. Месторождения, расположенные вблизи действующих газопроводов, можно ввести в разработку значительно раньше месторождений, расположенных на значительном расстоянии от потребителей, для которых необходимо сооружение магистрального газопровода.

Проекты разработки газовых месторождений составляются обычно научно-исследовательскими организациями на основании данных разведки, исследования скважин, запасов газа, утвержденных ГКЗ.

Остановимся кратко на основных вопросах, которые рассматриваются при проектировании разработки газовых месторождений.

При проектировании разработки изучают геологическую характеристику месторождения, включая стратиграфию, тектонику, литологию. Наибольшее внимание при этом уделяют детальному рассмотрению продуктивных горизонтов, распространению их по площади и толщине и коллекторским свойствам (пористости и проницаемости), газоносности, гидрогеологии, запасам газа, режиму пласта, физико-химической характеристике природного газа и пластовых вод.

По разведочным данным строят структурные карты, геологические продольные и поперечные разрезы, в которых учитываются тектонические нарушения и литологическая изменчивость коллекторов с целью выявления формы газовой залежи и контуров газоносности и распределения пористости и проницаемости по разрезу и площади пласта, а также значений газонасыщенности.

При разработке газовых месторождений необходимо иметь сведения о режиме пласта и строении, протяженности,

параметрах областей питания и разгрузки водонапорной системы. До начала разработки месторождения, как правило, данных о режиме пласта недостаточно и можно высказывать только общее предположение на основе геологических аналогий. В процессе разработки режим работы пласта определяют путем измерения положения контакта геофизическими методами и по уравнению материального баланса как в целом по залежи, так и по отдельным пропласткам с различной проницаемостью.

Если установлено продвижение контурных или подошвенных вод или это предполагается, то выполняют газодинамические расчеты по их продвижению в процессе разработки с последующим уточнением местоположения текущего контакта газ–вода по данным обводнения скважин при эксплуатации, специальных исследований продвижения газовой воды контакта, а также анализа темпа падения пластовых давлений в зависимости от суммарного отбора газа.

При проектировании разработки газовых месторождений необходимо иметь данные о запасах газа по промышленным категориям и об их распределении по проницаемости.

Для многопластовых месторождений уточняется распределение запасов газа, давлений и коллекторских свойств пласта и состава газа по горизонтам с целью выбора варианта совместной или раздельной эксплуатации отдельных горизонтов и возможности перетока его в процессе разработки из пластов с высоким давлением в пласты с низким давлением.

При проектировании разработки анализируются физико-химические свойства газа, конденсата и пластовых вод по горизонтам. При анализе проб газа особое внимание следует обращать на содержание в нем сероводорода и тяжелых углеводородов, чтобы предусмотреть строительство установок по очистке от сероводорода и выбрать наиболее рентабельный метод выделения из газа тяжелых углеводородов.

При проектировании анализируют результаты исследований скважин и опытной эксплуатации и проводят при необходимости специальные исследования для уточнения параметров скважин, дебитов, условий выноса воды и породы, давлений и температуры на устье скважины при эксплуатации, на основании которых устанавливается рациональный (желательно энергосберегающий) вариант технологического режима эксплуатации скважин (ТРЭС) и оптимальный темп отбора газа из залежи.

Для заданного отбора газа и ТРЭС определяют основные показатели работы скважины (изменение дебита газа, плас-

тового, забойного и устьевого давлений во времени). Далее рассчитывают необходимое число проектных скважин, дебиты которых и их изменение во времени определяют на основании дебитов разведочных скважин с учетом работ по интенсификации и выбранного варианта технологического режима.

В процессе проектирования определяют период бескомпрессорной эксплуатации, когда давление на устье скважины достаточно для подачи газа в газопровод без использования компрессорной станции; период компрессорной эксплуатации, после которого обычно основные запасы извлекаются; заключительный период, когда газ направляют на местные нужды.

Количество извлекаемого газа и срок разработки месторождения устанавливают в соответствии с потреблением газа для данного района и по стране в целом, включая экспорт газа. При этом следует учитывать план развития народного хозяйства и технико-экономические показатели, исходя из географического расположения района, условий и стоимости бурения скважин, обустройства промысла и строительства магистральных газопроводов и компрессорных станций. Кроме того, учитывают также эксплуатирующиеся месторождения и открытие новых.

При перспективных расчетах добычи газа следует учитывать весь топливно-энергетический баланс минерального сырья, соотношение различных видов энергии и необходимость наиболее квалифицированного использования природного газа.

Расположение проектных скважин на структуре и несовершенство их по степени и характеру вскрытия устанавливают исходя из формы залежи, геологического строения месторождения, характеристики коллекторов и возможности продвижения контурных и подошвенных вод в процессе разработки с таким расчетом, чтобы можно было обеспечить заданный отбор продукции необходимым числом скважин с учетом достижения оптимального коэффициента газоотдачи и с наименьшими затратами на обустройство промысла при заданной степени надежности.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений скважины по площади залежей обычно располагаются или рядами (батареями или кустами), или равномерно (по какой-либо правильной геометрической схеме), или бессистемно (с геометрической точки зрения), т.е. используется осевое или смешанное расположение скважин.

Наиболее широко применяют схемы батарейного (кустового) расположения скважин. Например, на крупнейших месторождениях северной части Тюменской области такое расположение скважин выбирают исходя из обеспечения их безгидратной эксплуатации на пути движения газа от устья до группового пункта. Кустовое расположение скважин снижает затраты на инфраструктуру.

Равномерное расположение скважин обычно применяют при резкой неоднородности трещиноватых коллекторов и в малопроницаемых пластах. С целью обеспечения равномерного падения давления в залежи скважины располагают таким образом, чтобы давления в залежи и удельные запасы газа, приходящиеся на каждую скважину, были примерно одинаковыми.

Осевое расположение скважин обычно применяют в удлиненных структурах. Для получения наибольшего дебита со скважин их располагают в тех частях структуры, где продуктивный пласт обладает наилучшими коллекторскими свойствами, а для лучшей отработки залежи и получения максимальных значений газо- и конденсатоотдачи следует поступать иначе.

В приконтурных частях залежи при наличии активных пластовых вод, как правило, эксплуатационные скважины не располагают, так как они могут быстро обводниться. Это же учитывают в конструкции скважин, несовершенных по степени вскрытия, тем самым продлевая безводный период эксплуатации при продвижении подошвенных и контурных вод.

Конструкцию скважин выбирают исходя из характеристики геологического разреза пород, глубины скважины, пластового давления, ожидаемого дебита газа, его изменения во времени, обеспечения надежной эксплуатации без осложнений и аварий в течение всего срока разработки месторождения и технико-экономических соображений.

Выбранные диаметры эксплуатационной колонны и фонтанных труб должны обеспечить наилучшие условия добычи газа в процессе всего периода эксплуатации.

Вследствие того, что дебиты скважин в процессе разработки, как правило, уменьшаются, а при высоких давлениях часть энергии расходуется в штуцерах, то оптимальный диаметр эксплуатационных колонн на различных стадиях разработки теоретически будет переменным. Если в начальный период разработки отбор газа небольшой и имеется избыток пластового давления сверх значения, необходимого для

осуществления, например, низкотемпературной сепарации (НТС), то диаметр колонны может быть небольшим. В этом случае ствол скважины будет являться как бы штуцером. На следующем этапе разработки, когда запас энергии давления уменьшается, можно будет переходить на колонны большего диаметра. В дальнейшем по мере падения дебитов можно применять колонны небольшого диаметра. При этом расчеты следует проводить с учетом возможного увеличения дебита в результате использования методов интенсификации притока газа к забою скважины. Таким путем можно определить средний диаметр колонны. Если для поддержания давления закачивают газ, то диаметр эксплуатационной колонны будет постоянным. Предпочтительнее опережающий ввод скважин в разработку и их работа в пределах энергосберегающего режима.

Учитывая, что в процессе разработки уточняют основные показатели месторождения и скважин по данным наблюдения при эксплуатации скважин, периодически анализируют проект разработки и вносят в него коррективы, на основании которых уточняют запасы газа, технологический режим эксплуатации, параметры пласта, число скважин, т.е. проверяют и уточняют основные положения проекта разработки.

Наблюдение и контроль за разработкой месторождения наряду с Госгортехнадзором осуществляют геологические отделы газовых промыслов и газопромысловых управлений. Кроме того, на организации, выполнившие проекты опытно-промышленной эксплуатации и проекты разработки, возлагается авторский контроль.

При разработке газовых месторождений обычно условно различают три периода — нарастающей, постоянной и падающей добычи.

Первый период частично связан с осуществлением опытно-промышленной разработки, с развертыванием строительных работ, с интенсивным бурением скважин. Он продолжается обычно 3—5 лет.

Второй период относится в основном к этапу промышленной разработки — поддержание запланированного постоянного отбора газа. Этот период продолжается 10—15 лет.

Третий период характеризуется истощением пластовой энергии залежи, при котором добыча газа в прежнем объеме оказывается технологически затруднительной и экономически нецелесообразной. Это заключительный период разработки залежи. Продолжительность его может быть оценена 20—30 годами и больше. На заключительном этапе этого периода

газ из месторождения подается главным образом местным потребителям.

На практике наблюдаются отклонения в очередности периодов и принятых сроках их осуществления, например, после первого периода наступает третий практически без второго периода. Возможны и другие варианты.

1.2. ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Развитие науки и практики разработки газовых месторождений можно разделить на следующие этапы.

Первый этап, характеризующийся применением кустарных методов разработки, охватывает длительный период, который начался 1300 лет назад в Китае, когда на месторождении Дзылюдзин в провинции Сычуань были пробурены первые скважины, где газ использовался для выпарки соли из минерализованной воды.

Интересен факт, что в 1957 г. на этом месторождении продолжалась выпарка соли с помощью газа практически при атмосферном давлении на скважинах с деревянными вышками высотой до 40 м, применялись деревянные желонки, обитые железом, длиной до 20 м. Для транспорта газа использовались бамбуковые трубы, а для отделения жидкости от газа — сплетенные из бамбука сепараторы, покрытые свиной кожей и промасленные для создания герметичности.

В КНР в 50-е годы имелись десятки тысяч мелких скважин, пробуренных на четвертичные отложения. Бурение скважин осуществлялось, как правило, ударным способом. Каждая скважина бурилась в течение нескольких часов и располагалась в непосредственной близости от потребителя. Тампонировали скважины глиной и после выполнения своего назначения эксплуатационную колонну извлекали.

В США промышленность природного газа начала развиваться с 1821 г. Газ использовался для обогрева и освещения — он подавался по деревянным трубам. Применение стальных газопроводов в США привело к интенсивному развитию газовой промышленности.

В России кустарные методы разработки применялись в дореволюционные годы и первые годы советской власти. Газовые скважины в то время бурили на случайно открытых газовых месторождениях, в точках расположенных в непо-

средственной близости от потребителя газа. В последующем скважины бурили "скважина за скважиной" по мере роста потребления газа или для восполнения дебита действующей скважины. Так разрабатывались известные в то время небольшие газовые месторождения в Ставрополе, Мельниковское месторождение, Мелитопольское месторождение, Дагестанские Огни.

Второй этап развития науки разработки возник в США в 20-е годы настоящего столетия. Он характерен применением статистико-эмпирических методов разработки газовых месторождений и распространением на разработку газовых месторождений практики разработки нефтяных месторождений.

Наиболее полное и законченное выражение этот второй этап нашел в книге проф. И.Н. Стрижова [1], который, исходя из условия ограниченного радиуса дренажа скважин, предложил строго равномерное расположение скважин на площади газоносности. И.Н. Стрижов, являвшийся крупным ученым в области газового и нефтяного дела, обработал огромный материал, характеризующий эксплуатацию многочисленных газовых месторождений США и некоторых других стран.

Второй этап создания научно обоснованных методов разработки газовых месторождений характерен также тем, что в то время рекомендовалась эксплуатация скважин при так называемом постоянном проценте отбора от свободного $Q_{св}$ или абсолютно-свободного дебита $Q_{а.с.}$

В качестве уравнения притока газа к забою скважины применялась степенная формула

$$Q = C(p_{пл}^2 - p_з^2)^n, \quad (1.1)$$

где Q – дебит газа; $p_{пл}$, $p_з$ – соответственно пластовое и забойное давления; C , n – коэффициенты, которые принимали постоянными для данной скважины, при проведении исследований при стационарных режимах фильтрации.

Для расчетов забойного давления применялась видоизмененная формула Веймаута, широко применявшаяся в те годы для расчета газопроводов.

Вводится понятие абсолютно-свободного дебита, соответствующего потенциальному дебиту при давлении на забое, равном атмосферному, определяемого из формулы (1.1), а также понятие свободного дебита, соответствующего атмосферному давлению на устье.

Формула (1.1) при $n = 1$ соответствует закону Дарси, который для совершенных по степени и характеру вскрытия скважин представим в виде

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = aQ, \quad (1.2)$$

где $a = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{R_c}$; μ – вязкость газа; $p_{\text{ат}}$ – атмосферное давление; k – проницаемость; h – толщина продуктивной части пласта; R_k, R_c – соответственно радиусы контура питания и скважины.

Формула (1.1) при $n = 0,5$ превращается в известный квадратичный закон Шези–Краснопольского. Основным недостатком формулы (1.1), как и всех других аналогичных степенных зависимостей, является то, что коэффициенты C и n могут быть приняты постоянными лишь в узком диапазоне изменения Q .

В процессе разработки залежи коэффициенты C и n являются переменными во времени, характер изменения которых при проектировании разработки неизвестен.

При установлении технологического режима работы скважин максимальный рабочий дебит не должен был превышать 20 % от $Q_{\text{а.с}}$:

$$Q_{\text{а.с}} = C \left(p_{\text{пл}}^2 - 0,1013^2 \right)^n$$

и требовал ежегодного уточнения путем проведения исследования скважин. Так как во времени $Q_{\text{а.с}}$ уменьшается в связи с падением $p_{\text{пл}}$, то, следовательно, и рабочий дебит во времени снижается, что, как показывала практика, обеспечивало большую надежность добычи газа.

Практика назначения технологического режима работы скважин в США по определенному проценту от $Q_{\text{а.с}}$, наряду с другими причинами, привела к бурению огромного числа газовых скважин (около 300 тыс.). В то же время такой подход обеспечивает большой резерв в добыче газа, резкое снижение числа капитальных ремонтов скважин, а также, вероятно, и рост газоотдачи.

На заключительном этапе разработки месторождения при значительном падении давления скважины работают в газопровод без ограничения на $Q_{\text{а.с}}$ и, как правило, по закону Дарси (1.2).

В нашей стране проектирование разработки месторождений, вступивших в разработку до 1950 г., проводилось на принципах, характерных для второго этапа. К таким место-

рождениям относились: Елшано-Курдюмское, группы месторождений Западной Украины, Оренбургской и Самарской областей.

Методика обработки результатов исследований согласно (1.1) подробно изложена в работе [2].

Третий этап характеризуется внедрением принципов проектирования, основанных на комплексном применении промысловой геологии, отраслевой экономики и подземной газогидродинамики. Начало этого этапа часто называют началом научно обоснованных методов разработки месторождений природных газов. Начало этого этапа положено работами, проводившимися под руководством проф. Б.Б. Лапука в 1947–1948 гг. в ПИБе МНИ им. И.М. Губкина. Исходя из указанных принципов, был выполнен проект разработки Султангуловского месторождения Самарской области. В нем было применено неравномерное расположение скважин вдоль главной оси структуры, в качестве уравнения притока применялся закон Дарси при газовом режиме работы залежи.

Первоначальные теоретические основы этого этапа изложены проф. Б.Б. Лапуком исходя из расчетов по закону Дарси [3]. При определенных геологических условиях рекомендовалось батарейное расположение скважин, для которых был предложен технологический режим постоянной скорости фильтрации на забое.

В 1949 г. был создан ВНИИГАЗ, которому было поручено проектирование разработки месторождений природного газа страны, а в дальнейшем и другим научно-исследовательским и проектным институтам отрасли, так как интенсивно росло число месторождений, вводимых в разработку.

Дальнейшее развитие третьего этапа осуществлялось в основном во ВНИИГАЗе, где выполняется конкретное проектирование разработки всех основных месторождений страны с 1950 г. по настоящее время. Во ВНИИГАЗе в теории и практике разработки газовых месторождений страны длительное время применялись принципы рациональной разработки газовых месторождений, сформулированные Е.М. Минским и А.Л. Козловым еще в 1953 г. [4], и их можно сегодня назвать традиционными. На основе этих принципов были созданы проекты разработки многих месторождений и наша страна превратилась в первую державу в мире по добыче газа.

В течение третьего этапа было предложено составление проектов опытно-промышленной эксплуатации как завершающего этапа разведки. Были разработаны различные модификации подсчета запасов газа по падению давления, в том

числе по удельным объемам дренажа каждой скважины. Предложена организация перетока газа для подсчета запасов газа.

Традиционно при проектировании разработки месторождения природного газа исходили из следующего:

практически газового режима для любой залежи;

целесообразности работы скважин при максимально допустимых высоких дебитах; ограничением являлось разрушение пласта или подтягивание пластовой воды к забою скважин, и тем самым разработка газовых месторождений осуществлялась минимально возможным числом скважин;

расположения скважины в наиболее продуктивных частях залежей;

постепенного наращивания во времени ввода в разработку новых скважин исходя из принятого темпа отбора газа и истощения залежи;

определения темпов разработки залежи исходя только из потребления газа независимо от характеристики залежи;

доминирования подсистемы пласт + скважина во всем комплексе газодобычи и проектирования ее отдельно от наземных сооружений. С 1964 г. начали составляться комплексные проекты разработки и обустройства промыслов.

Для расчета без каких-либо гидродинамических ограничений, теоретически обосновывая целесообразность высоких дебитов по скважинам, применяли двучленную формулу притока газа, которая имеет вид:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2, \quad (1.3)$$

где a , b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, отражающие параметры пористой среды и конструкцию забоя скважины.

Для скважин, совершенных по степени и характеру вскрытия

$$a = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{\pi kh} \ln \frac{R_k}{R_c}; \quad (1.4)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{2\pi^2 h^2 l R_c} \left(1 - \frac{R_k}{R_c}\right), \quad (1.5)$$

где l — характерный линейный размер пористой среды, Е.М. Минский называл его параметром макрошероховатости.

В 1963 г. Ю.П. Коротаевым и Г.А. Зотовым были предложены методы исследования газовых скважин при нестационарном

нарных режимах фильтрации, в том числе методы обработки кривых нарастания давления после остановки скважины и кривых стабилизации давления после пуска скважины.

Методика расчетов основных показателей разработки месторождений исходя из формулы (1.3) для различных технологических режимов работы скважин была выполнена в 1960 г. Ю.П. Коротаевым и Г.А. Зотовым [5]. Вводится понятие средней скважины [6].

Проф. Е.М. Минский утверждал, что в недрах закона Дарси начинается нарушение линейного закона и тем самым все попытки нахождения верхней границы существования закона Дарси теряют смысл.

Уже в первые годы применения двучленной формулы (1.3) она оказалась непригодной для 50 % газовых скважин, а именно, вместо прямой при обработке результатов в координатах $\Delta p^2/Q$ и Q , отсекающей на оси ординат отрезок, равный a , и с тангенсом угла наклона, равным b , получали гиперболу, из которой не представлялось возможным определение коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b . Ю.П. Коротаевым были вскрыты причины такого аномального поведения индикаторных кривых и им была предложена в 1956 г. методика обработки таких результатов исследований путем введения в уравнение (1.3) дополнительного коэффициента

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ + bQ^2 + C, \quad (1.6)$$

где C – дополнительный коэффициент, характеризующий наличие жидкости на забое и призабойной зоне, подобный начальному градиенту давления или начальному фильтрационному сопротивлению, когда жидкость имеется только в призабойной зоне пласта.

В проектах расчеты изменения основных показателей осуществлялись для моделей квазиоднородного пласта вместо моделей неоднородного пласта.

Исключение представлял проект опытно-промышленной эксплуатации нижнеангидритового горизонта Шебелинского месторождения, в котором учитывались фильтрационные характеристики каждой скважины, а проектные были разбиты на группы скважин.

Конечная газоотдача пластов принималась равной 100 %, согласно действующим до 1995 г. нормативам ГКЗ, и считалось, что подавляющее большинство газовых залежей работает при газовом режиме.

В качестве технологического режима работы скважин

принимался режим постоянного дебита, или депрессии, или постоянного безводного дебита исходя из конусообразования, который значительно превосходил энергосберегающие допустимые режимы (см. § 1.4).

Расстановка скважин и последовательность их ввода определялись заданными темпами отборов газа из залежи, получением максимальных дебитов и недопущением образования конусов пластовой воды.

Третий этап характеризовался непрерывным ростом добычи газа в нашей стране, открытием новых газовых месторождений в различных регионах европейской части России, на Украине, в Средней Азии и Западной Сибири, строительством многих магистральных газопроводов. В последующем создается единая система газоснабжения (ЕСГ) страны, вокруг крупных потребителей сооружаются подземные хранилища газа. Газовая промышленность развивалась невиданными в мире темпами, при постоянном росте капиталовложений в разведку, добычу и транспорт газа.

Вслед за Султангуловским месторождением, во ВНИИГАЗе создаются проекты разработки Угерского и Бильче-Волицкого месторождений в Западной Украине, Северо-Ставропольского месторождения, Шебелинского, Газлинского месторождений, группы газоконденсатных месторождений Краснодарского края, Вуктыльского месторождения в Республике Коми и др.

В течение третьего этапа газовая промышленность нашей страны становится ведущей отраслью энергетики, широко внедряется опытно-промышленная эксплуатация месторождений, создается уникальная и огромная по размерам транспортная инфраструктура отрасли, в короткие сроки осваиваются громадные месторождения севера Тюменской области.

Сырьевая база газовой промышленности России характеризуется наличием в ее структуре как уникальных залежей энергетического газа в сеноманских залежах севера Тюменской области, так и залежей со сложным составом пластовой смеси, которые являются сырьевой базой для высокоэффективного газохимического производства.

Газохимическое производство в последние годы интенсивно развивается. Объем переработки сырья увеличился от 12 в 1973 г. до 81 млрд. м³ в 1988 г. Сооружены и введены в эксплуатацию Оренбургский, Астраханский и Уренгойский комплексы.

До освоения Оренбургского месторождения в нашей стране отсутствовал опыт проектирования и строительства пред-

приятый, добывающих, транспортирующих и перерабатывающих природный газ с повышенным содержанием сероводорода. В процессе создания Оренбургского газового комплекса были реализованы технические решения по добыче газа, транспортировке сероводородсодержащего газа и конденсата на расстояние до 60 км, переработке газа и конденсата, защите и контролю за коррозией оборудования и трубопроводов, охране окружающей среды. Создано оборудование для извлечения гелия из газов с низкой его концентрацией.

В короткие сроки введен в действие высокорентабельный газовый комплекс, подготовлены высококвалифицированные кадры и созданы предпосылки для сооружения последующих комплексов.

Оренбургский комплекс вводился тремя очередями по 15 млрд. м³. Первая очередь введена в 1974 г., вторая — в 1975 г. В 1979 г. комплекс был выведен на проектную мощность.

В течение последних лет на комплексе ежегодно добывается и перерабатывается 46–47 млрд. м³ газа с ежегодной поставкой потребителям свыше 45 млрд. м³ товарного газа, более миллиона тонн стабильного конденсата и газовой серы. Одновременно на комплексе производятся такие ценные продукты, как сжиженные газы, меркаптаны, гелий, ШФЛУ.

На Оренбургском комплексе успешно решаются проблемы борьбы с коррозией, гидратообразованием, солеотложениями, активными водопроявлениями, охраны окружающей среды.

В газе Астраханского месторождения содержится большое количество сероводорода (до 25 % мольных) и углеводородного конденсата (140–300 г/м³). В начале освоения это месторождение рассматривалось как сырьевая база газохимического комплекса по производству серы (основное), ШФЛУ, моторных топлив. В 1987 г. введена первая очередь комплекса на объем добычи и переработки 6 млрд. м³ газа в год и получение 2 млн. т серы в год. В условиях рыночной экономики последних лет произошло резкое изменение конъюнктуры на основные виды товарной продукции. Доля серы в товарной продукции снизилась от 53 до 10 %, доля продуктов переработки конденсата поднялась до 70 %. В связи с этим возникает необходимость обеспечения стабильных поставок конденсата на завод, т.е. новых вариантов системы разработки.

1.3. АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Авторы занимались длительный период времени как непосредственным комплексным проектированием, так и практическим осуществлением разработки многих газовых и газоконденсатных месторождений страны. Планировали и осуществляли долгосрочную стратегию развития отрасли в целом, распределения добычи по регионам и отдельным месторождениям. Это требовало постоянного совершенствования теоретических основ, комплексного подхода, проведения большого объема экспериментальных исследований пористых сред и скважин, а также анализа накопленного огромного фактического материала практической разработки месторождения более чем за 40-летний срок их работы.

Были установлены следующие принципиальные факты и новые научные представления в работе газовых скважин и залежей.

Широко применяемая без каких-либо ограничений двучленная формула притока к забою скважин не отражает реальных условий притока газа, а определяемые на ее основе фильтрационные параметры пластов дают резко завышенные результаты по сравнению с действительными. Нарушение линейного закона начинается после достижения определенной для каждой скважины критической скорости (дебита) фильтрации. При этом нарушение линейного закона сопровождается интенсивными звуковыми и ультразвуковыми колебаниями на забое скважин, способствующими как разрушению призабойной зоны пласта, так и опережающему подтягиванию пластовой воды к забою скважин. Одновременно было отмечено, что скважины, работающие с меньшими (в пределах энергосберегающих) дебитами, функционируют надежно и не порождают каких-либо серьезных проблем при их эксплуатации. Кроме того, на практике обычно нарушение линейного закона фильтрации усугубляется тем, что фактически работающие интервалы составляют всего 15–20 % от вскрытых интервалов пласта.

Анализ показал, что физическая картина и реальные условия притока газа к забою скважины более сложные, чем это следует из двучленной формулы, а исправления аномальных индикаторных кривых в виде (1.6) отражают только часть факторов, влияющих на форму индикаторных линий.

Специфическими условиями эксплуатации газовых и газо-

конденсатных скважин является наличие на забое и призабойной зоне пласта жидкости, которая создает дополнительное сопротивление, влияющее не только на форму получаемых индикаторных кривых, но и на извлекаемые запасы газа. Это осложняет проектирование разработки.

При различных системах расположения скважин и порядке ввода их в эксплуатацию значительно меняются режим их работы и удельные объемы дренажа, газо- и конденсатоотдача пласта.

Скважины, введенные позже, характеризуются значительно меньшими удельными объемами дренажа, нежели введенные в начальной стадии, чем это следует из расчетов по уравнению баланса на среднюю скважину.

Обстоятельный анализ данных разработки месторождений и эксплуатации скважин был выполнен авторами совместно с В.В. Савченко. Был проведен анализ разработки более 80 практически выработанных отечественных и зарубежных месторождений природных газов и изучены условия работы 2575 эксплуатационных скважин, что составляло 30 % от числа всех эксплуатационных скважин в СНГ.

Средняя газоотдача составляет 70 % (по 444 полностью выработанным залежам России) (табл. 1.1). (Для примера, конечная газоотдача группы месторождений Кубани составляет 56–60 %, а для Коробковского месторождения – 40 %.)

Подавляющее большинство разрабатываемых в настоящее время месторождений природного газа работает при водонапорном режиме.

Значительные потери газа связаны с газопроявлениями на скважинах, являющимися последствиями техногенных деформационных процессов в пластах, приводящих к аварий-

Таблица 1.1

Средний коэффициент газоотдачи $K_{го}$ по выработанным и находящимся в заключительной стадии разработки месторождениям б. СССР

Регион	Число месторождений	Число залежей	$K_{го}$, %
Россия	206	444	70,8
Украина	29	11	71,9
Азербайджан	4	9	30,7
Туркмения	11	68	51,4
Узбекистан	14	43	55,1
Киргизия	3	16	41,3
Таджикистан	4	16	12,8
Казахстан	7	37	83,1
Итого	278	644	63,8

ным ситуациям из-за снятия или слома обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ).

На газоконденсатных месторождениях при их эксплуатации теряется до 50–70 % конденсата. Примером является Вуктыльское месторождение.

Все элементы газодобывающего комплекса, включая работу пласта, скважин и наземных сооружений, оказывают существенное взаимовлияние через обратные связи.

Практически для всех месторождений природного газа оказалась крайне существенной проблема надежности добычи газа без осложнений и аварий. На повышение конечной газоотдачи значительно влияют условия работы не только пласта, но и скважин.

Эти факты потребовали пересмотра принципов традиционного подхода к разработке газовых месторождений.

1.4. НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Когда стали ясны глубокие расхождения между традиционным подходом к проектированию и реальностью, были выполнены широкомасштабные исследования, целью которых было совершенствование методики проектирования разработки и повышение надежности эксплуатации скважин, что и привело к созданию новых научных принципов разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

В результате была выработана новая, радикально отличная от предыдущей, концепция разработки месторождений природных газов, которая, обеспечивая нормативную прибыль, во главу угла ставит проблему надежности добычи газа, газо- и газоконденсатоотдачи и, как следствие этого, выдвигает на первый план технологии разработки, обеспечивающие сбережение энергетического запаса газовой залежи в целом и энергосберегающие режимы работы отдельных скважин.

Ключевыми проблемами разработки газовых месторождений являются обеспечение надежной рентабельной добычи газа и достижение максимальной газо- и конденсатоотдачи пласта, которые требуют проведения широкого комплекса гидродинамических, акустико-гидродинамических, термодинамических и геофизических исследований пористых сред, скважин и пластов с целью создания расчетных моделей, приближающихся к реальным условиям в течение всего срока

работы залежи начиная с опытной и опытно-промышленной эксплуатации.

В середине 80-х годов Ю.П. Коротаяев предложил принципиально новый подход к обработке результатов исследования скважин и ввел понятие энергосберегающего технологического режима эксплуатации. Он теоретически и экспериментально с помощью акустико-гидродинамических исследований пористых сред доказал, что при фильтрации вместо двучленного закона до значений $Re \leq Re_{кр}$ справедлив закон Дарси, а при $Re > Re_{кр}$ — трехчленный закон, содержащий дополнительный член с критическим значением предельного энергосберегающего критического дебита $Q_{кр}$. В безразмерной форме эти законы имеют следующий вид:

при малых скоростях фильтрация по закону Дарси при $Re \leq Re_{кр}$

$$\psi Re = 1;$$

при высоких скоростях фильтрации при $Re > Re_{кр}$

$$\psi Re = 1 - Re_{кр} + Re,$$

где ψ — коэффициент гидравлического сопротивления,

$$\psi = -\frac{l}{\rho v^2} \frac{dp}{dx};$$

Re — число Рейнольдса, $Re = vrk/\mu l$.

Таким образом, только в частном случае при $Re_{кр} = 0$ будет иметь место двучленный закон фильтрации

$$\psi Re = 1 + Re.$$

Как показала экспериментальная проверка многочисленных кернов формула (1.3) не была подтверждена ни на одном из них.

Теоретические и экспериментальные акустико-гидродинамические исследования многочисленных пористых сред и анализ результатов исследований многих скважин, выполненные Ю.П. Коротаяевым, позволили четко установить, что при невысоких дебитах фильтрация газа происходит по закону Дарси (1.2) или $(p_x^2 - p_s^2)/Q = a$, где a соответствует (1.4) (рис. 1.1, кривая 1) до $Q \leq Q_{кр}$, соответствующего верхней границе закона Дарси.

Критический дебит $Q_{кр}$ назван авторами предельным энергосберегающим дебитом. Под энергосберегающими дебитами понимаем дебиты, при которых соблюдается постоянство

Рис. 1.1. Зависимость Δp^2 от Q по результатам исследования скв. 1861 Уренгойского месторождения:
 1 – при $Q \leq Q_{кр}$; 2 – $Q > Q_{кр}$

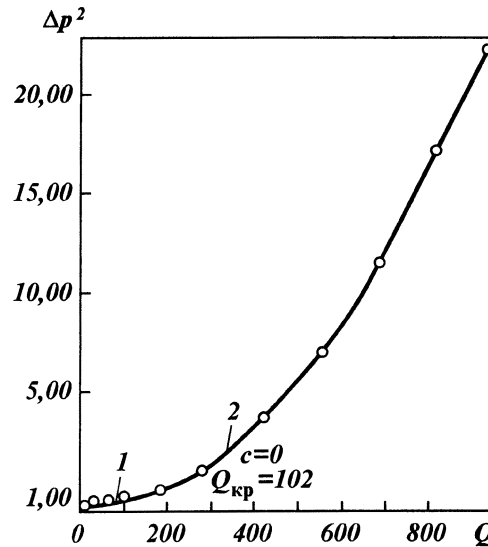
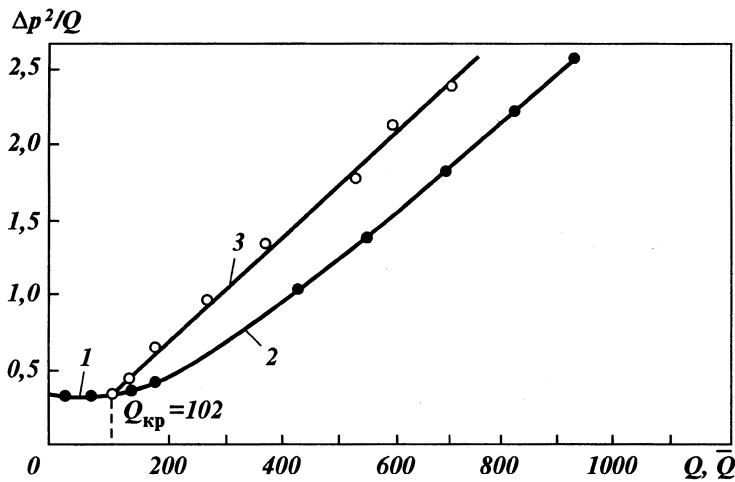


Рис. 1.2. Зависимость $\Delta p^2/Q$ от Q по результатам исследования скв. 1861 Уренгойского месторождения:
 1 – при $Q \leq Q_{кр}$; 2 – $Q > Q_{кр}$; 3 – при $Q_{кр} = 102$ – $\Delta p^2/Q$ от \bar{Q}



удельных потерь энергии, приходящихся на единицу дебита, что соответствует формуле (1.2).

При $Q > Q_{кр}$ имеет место наличие двух режимов фильтрации, а именно: нелинейный закон в призабойной зоне вокруг скважины и линейный закон Дарси в остальном газоносном пласте. Уравнение притока газа к забою скважины при $Q > Q_{кр}$ имеет вид трехчленного закона [8]

$$\Delta p^2 = aQ - \bar{b}Q_{кр}Q + \bar{b}\left(Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}\right)Q, \quad (1.7)$$

где a соответствует (1.4);

$$\bar{b} = \frac{\rho_{ар}P_{ар}}{2\pi^2 R_c h^2 l}; \quad (1.8)$$

$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_3^2.$$

Уравнение (1.7) характеризует плоскорадиальную фильтрацию в интервале изменения дебитов $Q > Q_{кр}$ (рис. 1.1, кривая 2).

Методика проведения и обработки результатов исследований скважин с определением коэффициентов a , \bar{b} и $Q_{кр}$, входящих в формулы (1.2) и (1.7) при наличии двух режимов фильтрации, приведена в работах [7, 8, 10]. Сущность ее состоит в том, что скважина исследуется как при режимах, когда $Q < Q_{кр}$, так и при режимах, когда $Q > Q_{кр}$, т.е. в более широком диапазоне, чем было принято ранее.

Методика обработки результатов исследований скважин заключается в том, что вначале обрабатывают результаты, полученные в координатах $\Delta p^2/Q$ и Q .

При обработке результатов исследований скважин в координатах $\Delta p^2/Q$ и Q для дебитов $Q \leq Q_{кр}$ справедлив закон Дарси (1.6), и ему соответствует начальный горизонтальный прямолинейный участок удельной индикаторной кривой (рис. 1.2, прямая 1), который отсекает на оси $\Delta p^2/Q$ отрезок, равный коэффициенту a в формуле (1.2). При дебитах $Q > Q_{кр}$ экспериментальные точки отклоняются и в координатах $\Delta p^2/Q$ и Q имеет место кривая с переменным квадратичным сопротивлением, возрастающим с увеличением дебитов. По началу отклонения точек от горизонтальной прямой, соответствующей закону Дарси, оценивают значение критического (предельного энергосберегающего) дебита $Q_{кр}$.

Для определения коэффициента \bar{b} уравнение (1.7) приводят к виду

$$\frac{\Delta p^2}{Q} = a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}\left(Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}\right) = a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}\bar{Q}, \quad (1.9)$$

поделив левую и правую части этого уравнения на Q . Результаты исследований для диапазона изменения дебитов $Q > Q_{кр}$ обрабатывают в координатах $\Delta p^2/Q$ и \bar{Q} . В результате полу-

чают прямую с тангенсом угла наклона, равным \bar{b} , которая отсекает на оси ординат отрезок, равный $a - \bar{b}Q_{кр}$. По нему, зная a и $Q_{кр}$, находят \bar{b} .

Значение $Q_{кр}$ соответствует точке пересечения начального горизонтального участка со вторым наклонным прямолинейным участком.

На практике для определения $Q_{кр}$ вначале находят его ориентировочное значение $Q_{кр,ор}$ из графика $\Delta p^2/Q$ и Q , которое используют для получения $\bar{Q}_{ор}$, и уточняют из графика $\Delta p^2/Q$ от $\bar{Q}_{кр}$. По последнему графику методом итераций находят уточненное значение \bar{Q} . При ошибках в $Q_{кр}$ в координатах $\Delta p^2/Q$ и \bar{Q} получают вогнутую или выпуклую кривую вместо второго прямолинейного участка. При этом значение $Q - bQ_{кр}$ не должно быть меньше нуля.

Оригинальный метод обработки результатов исследований предложен С.А. Ананенковым [9].

Соответствующая модификация коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b , входящих в формулу (1.7), для скважин, гидродинамически несовершенных по характеру и степени вскрытия, приводится в работе [8].

Принципиальным отличием трехчленной формулы (1.7) от формулы (1.3) является то, что она справедлива только после достижения $Q_{кр}$ и нелинейная часть удельного фильтрационного сопротивления является величиной переменной, зависящей от дебита. При росте дебитов радиус зоны нарушения закона Дарси R_0 возрастает согласно формуле

$$R_0 = R_c \frac{Q}{Q_{кр}}. \quad (1.10)$$

Как показывают приведенные оценки, для большинства встречаемых на практике случаев $R_0 \ll h$ и R_0 не превышает $5R_c$, т.е. нарушение линейного закона имеет место непосредственно в призабойной зоне пласта, а в самом пласте фильтрация осуществляется согласно закону Дарси. Это один из важных выводов для проектирования разработки, что в пласте фильтрация подчиняется закону Дарси, за исключением небольшого участка призабойной зоны пласта.

В реальных газовых скважинах в пласте и на забое всегда имеется жидкость, количество которой будет зависеть от дебита, фильтрационных параметров, конструкции и глубины спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) и др. Наличие

этой жидкости приводит к возникновению дополнительного сопротивления, которое необходимо учитывать при исследовании скважин и разработке месторождения.

Индикаторные кривые в этом случае имеют вид при $Q \leq Q_{кр}$ (рис. 1.3, 1.4) и описываются уравнениями

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ + c;$$

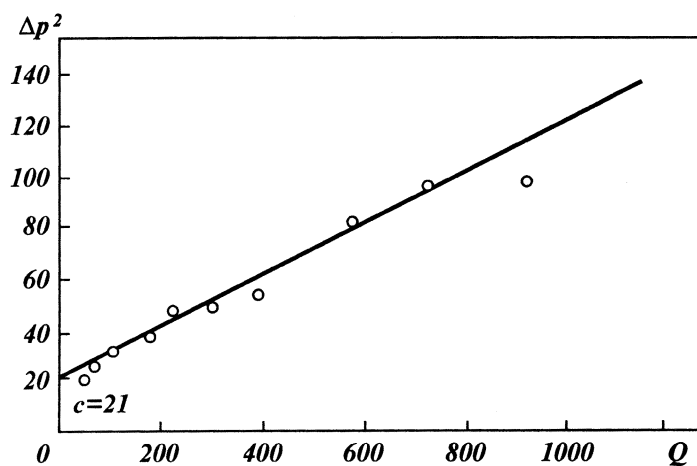


Рис. 1.3. Зависимость Δp^2 от Q , полученная при исследовании скв. 1781 Уренгойского месторождения, при $a = 0,104$, $b = 0$

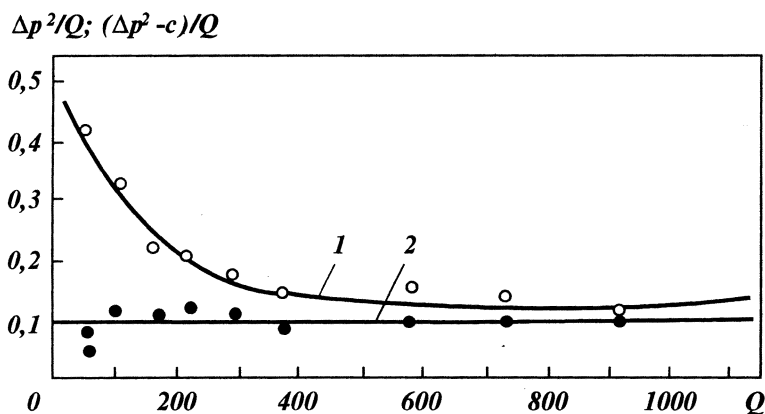


Рис. 1.4. Зависимость $\Delta p^2/Q$ (кривая 1) и $(\Delta p^2 - c)/Q$ от Q (прямая 2) по результатам исследования скв. 1781 Уренгойского месторождения при $a = 0,1$, $b = 0$, $c = 21$

$$\frac{(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2) - c}{Q} = a. \quad (1.11)$$

Кривая отсекает на оси ординат отрезок c (см. рис. 1.3). Величину c в формуле (1.11) назовем начальным фильтрационным сопротивлением (НФС) при измерении давлений глубинным манометром или вычислении забойных давлений по затрубному пространству.

Начальное дополнительное сопротивление $c_0 = 2p_{\text{пл}}\varphi + \varphi^2$. Измерив на графике его значение, можно определить поправку

на пусковую депрессию

$$\varphi = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - c_0}. \quad (1.12)$$

В первом приближении φ можно оценить следующим образом:

$$\varphi = m / \sqrt{k}, \quad (1.13)$$

где φ — дополнительный перепад давления, вызванный капиллярными силами на границе газ—вода в призабойной зоне пласта; k — проницаемость, мкм²; m — пористость.

При наличии жидкости в скважине и призабойной зоне пласта дополнительное начальное сопротивление $G = 2p_3\delta_3 + \delta_3^2$ будет складываться из двух величин: столба жидкости в скважине и сопротивления, вызванного влиянием капиллярных сил в призабойной зоне

$$\delta_3 = \rho_{\text{ж}}hg + \varphi,$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости (воды или конденсата); h — высота столба жидкости в стволе остановленной скважины, если бы жидкость не проникала в пласт при остановке; g — ускорение свободного падения.

При работе скважины, когда $Q > Q_{\text{кр}}$ (рис. 1.5)

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = aQ - \bar{b}Q_{\text{кр}}Q + \bar{b}Q\bar{Q} + c. \quad (1.14)$$

Обрабатывая данные в координатах $(p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 - c)/Q$ от \bar{Q} , определяем значение \bar{b} как тангенс угла наклона прямой к оси Q в интервале дебитов $Q > Q_{\text{кр}}$, т.е. формулу (1.14) приводим к виду (рис. 1.6)

$$\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 - c}{Q} = a - \bar{b}Q_{\text{кр}} + \bar{b}\bar{Q}. \quad (1.15)$$

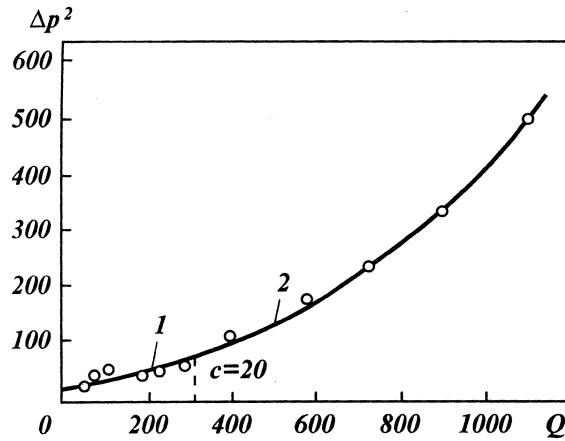


Рис. 1.5. Индикаторная кривая (зависимость Δp^2 от Q) при наличии жидкости на забое скважины по результатам исследования скв. 1811 Уренгойского месторождения:
1 – при $Q \leq Q_{кр}$; 2 – $Q > Q_{кр}$

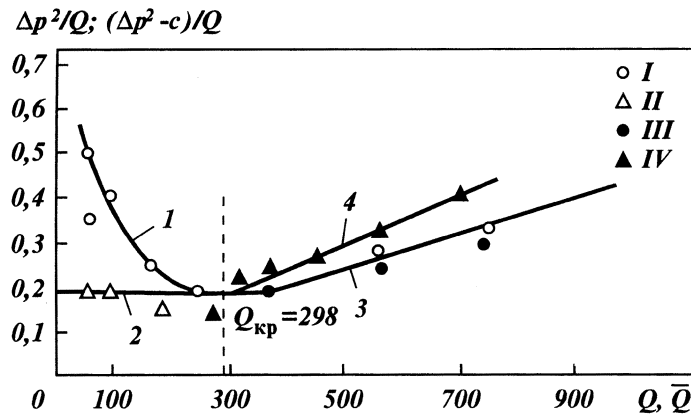


Рис. 1.6. Результаты обработки исследования скв. 1811 Уренгойского месторождения при наличии жидкости на забое:
1, I – $\Delta p^2/Q$ от \bar{Q} ; 2, II – $(\Delta p^2 - c)/Q$ от Q при $Q \leq Q_{кр}$; 3, III – $(\Delta p^2 - c)/Q$ от Q при $Q > Q_{кр}$; 4, IV – $(\Delta p^2 - c)/Q$ от \bar{Q} при $Q_{кр} = 298$

Наличие жидкости на забое четко фиксируется глубинным акустическим прибором при проведении акустико-гидродинамических исследований.

При сопоставлении результатов исследований, проводимых

в разное время на одной и той же скважине, индикаторные кривые не совпадают. Это, в частности, может быть вызвано изменением количества жидкости в пористой среде и на забое при изменении параметров призабойной зоны по мере эксплуатации скважины.

Наблюдается общая тенденция перехода на завершающей стадии разработки к эксплуатации скважин по закону Дарси.

Эксплуатация скважин при предельном энергосберегающем режиме позволяет получать максимальный дебит при минимальных потерях энергии, обеспечивает работу скважин без осложнений и аварий и наибольшую газоотдачу.

Применение энергосберегающих режимов работы скважин создает благоприятные условия по предотвращению нарушений герметичности и целостности эксплуатационных колонн газовых скважин, вызванных интенсивными деформационными процессами, возникающими при высоких дебитах.

В случае притока газа к скважине, вскрывшей несколько продуктивных горизонтов, уравнение притока соответствует формуле (1.2) в том случае, когда в каждом из пластов справедлив закон Дарси до минимального критического перепада давления $\Delta p_{кр1}^2$, соответствующего наступлению в одном из пластов критического дебита $Q_{кр1}$. При этом суммарный критический дебит будет отвечать сумме дебитов, соответствующих критическому дебиту в одном из пластов $Q_{кр1}$, и дебитов меньше критических в других пластах, которым соответствует этот минимальный критический перепад давления $\Delta p_{кр1}^2$. При $Q > Q_{кр1}$ суммарная индикаторная кривая будет отражать условия, когда в одном из пластов фильтрация подчиняется трехчленному закону, а в других — закону Дарси. В последующем с ростом депрессий последовательно наступает $Q_{кр}$ в каждом из других пластов. Только после достижения $Q_{кр}$ в каждом из пластов во всех пластах будет отмечаться фильтрация согласно (1.7).

Анализ разновременного ввода скважин, выполненный по большинству выработанных месторождений природных газов, показал, что удельные объемы дренажа, характеризующие удельные запасы, приходящиеся на скважину, по скважинам, введенным в разработку спустя значительный период времени, в 2–30 раз меньше удельных объемов дренажа скважин, введенных в начальной стадии разработки.

Из анализа ввода скважин по выработанным месторожде-

ниям следует, что на первые 50 % ранее введенных скважин приходится до 85 % запасов.

Часто на вторую половину вводимых позже скважин (т.е. на остальные 50 %) приходится менее 15–20 % оставшихся запасов газа. Этому способствуют и концентрация весьма незначительного числа "первых" скважин в наиболее продуктивных частях залежей и их форсированные дебиты.

Интенсивное уменьшение удельного объема дренажа скважин, вводимых на поздней стадии разработки, вызвано более интенсивным на начальной стадии разработки расходом запасов, приуроченных к высокопроницаемым разностям.

Учитывая при проектировании разработки месторождений влияние разновременности ввода скважин в эксплуатацию и предусматривая (по мере возможности) их одновременный ввод в различных по проницаемости участках залежи, можно повысить эффективность их работы и увеличить газо- и конденсатоотдачу пластов.

Предотвращение потерь газа в низкопроницаемых пластах достигается выбором оптимальных темпов истощения пласта и схемы ввода скважин в эксплуатацию, обеспечивающей вовлечение в процесс истощения низкопроницаемых коллекторов.

Отметим, что в целом значение залежей, приуроченных к плотным, низкопроницаемым коллекторам, из-за их практически повсеместного распространения будет возрастать. Ресурсы их значительно превосходят традиционные ресурсы газа.

К основным нетрадиционным источникам природного газа относятся залежи:

в плотных, низкопроницаемых коллекторах (с проницаемостью от $1 \cdot 10^{-16}$ до 10^{-18} м²);

на больших глубинах;

в угольных пластах и сланцах;

в поднадвиговых зонах осадочного чехла, образуемых за счет процессов глобальной геотектоники;

на контакте осадочного чехла и фундамента;

мантийного происхождения;

в метаморфических изверженных и эффузивных породах;

твердого газа в виде гидратов.

Общемировые ресурсы природного газа, аккумулированного в плотных, низкопроницаемых коллекторах, оцениваются минимально в пределах от 600 до 3300 трлн. м³, из которых на долю России приходится 170–1325 трлн. м³.

Требуется создание новой методики проектирования раз-

работки месторождений, учитывающей их специфические особенности — весьма длительные периоды стабилизации давления и необходимость применения специальных методов интенсификации (создание устойчивых магистральных трещин с помощью массивированного гидроразрыва пластов, применение горизонтальных и многозабойных скважин и специальных методов их освоения).

подавляющее большинство разрабатываемых в настоящее время месторождений природного газа работает при проявлении упруговодонапорного режима. Было доказано, что в обводняющемся газовом месторождении конечная газоотдача зависит от темпа истощения залежи. С одной стороны, уменьшение темпа истощения приводит к тому, что микрозащемление газа в обводняющихся порах происходит при большом давлении, а значит, защемляется большая масса газа. С другой стороны, увеличение темпов истощения приводит к повышению избирательности обводнения, т.е. макрозащемлению и увеличению потерь газа в крупных целиках. Для каждого конкретного месторождения существует оптимальный темп истощения, обеспечивающий максимальную газоотдачу.

Как показал анализ разработки большинства выработанных залежей, избирательность обводнения всегда доминирует, что связано с практическим отсутствием однородных по коллекторским свойствам реальных пластов. Поэтому гидродинамическая проблема оптимизации темпа истощения сводится к задаче его минимизации, причем минимум выбирается уже из технико-экономических критериев достижения максимальной прибыли при заданной добыче.

Общая тенденция минимизации темпов истощения является характерной для рациональной разработки газовой залежи, работающей как при газовом, так и при водонапорном режиме.

При разработке газоконденсатных месторождений на истощение выпадение конденсата в пласте условно может быть представлено в виде трех зон. Первая — его накопление при отсутствии фильтрации жидкости, вторая — начало условнопленочного течения и третья, находящаяся непосредственно в призабойной зоне пласта, где имеет место наибольшее выпадение конденсата, осуществляется двухфазная фильтрация и максимальны потери давления.

Предотвращение значительного выпадения конденсата в призабойных зонах скважин достигается также снижением дебита до энергосберегающего.

Исследуется влияние пористой среды и фрактальных структур на фазовые превращения газоконденсатных систем при решении проблемы перевода нефтяных месторождений в газоконденсатные и газоконденсатных в газовые с целью значительного повышения нефте- и конденсатоотдачи по сравнению с поршневым вытеснением при сайклинг-процессе.

Современная концепция разработки месторождений природных газов во главу угла ставит комплексный подход с обеспечением надежности добычи и повышения газо- и конденсатоотдачи и, как следствие этого, выдвигает на первый план технологии разработки, обеспечивающие сбережение энергетического запаса газовой залежи в целом и энергосберегающие режимы работы отдельных скважин.

Формирование газо- и конденсатоотдачи определяется не только режимом работы всего пласта, но и технологическими режимами работы скважин.

Достаточным условием обеспечения наибольшей газоотдачи пласта и обеспечения надежной добычи газа является сбережение энергетического запаса системы пласт+скважина+промысловые сооружения в каждый момент времени.

Система пласт+скважина, определяющая надежность добычи и газоотдачу, существенно зависит от обратных связей, накладываемых наземными сооружениями всего газодобывающего комплекса, т.е. требуется комплексное проектирование разработки месторождений природного газа.

Таким образом, рациональной разработкой является та, которая обеспечит в течение всего или основного срока эксплуатации при оптимальных значениях прибыли надежную добычу и наибольшую газоотдачу. Общий способ решения проблемы — непрерывное энергосбережение на всем пути движения газа от пласта до магистрального газопровода [11].

Как видно, новый подход радикально отличается от традиционного, так как принцип энергосбережения обратен принципу форсирования разработки.

Для рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо:

- установление энергосберегающих оптимальных дебитов скважин;

- установление энергосберегающих технологических режимов работы скважин в газовых и газоконденсатных пластах;

- установление энергосберегающих и оптимальных темпов истощения и схем ввода скважин в эксплуатацию неоднородных газовых залежей. Предотвращение потерь газа в низко-

проницаемых пластах достигается выбором оптимальных темпов истощения пласта и оптимальной схемой ввода скважин в эксплуатацию, обеспечивающей вовлечение в процесс истощения плотных сред. Оптимальная газоотдача при упруговодонапорном режиме работы неоднородных залежей обеспечивается минимизацией темпов истощения [11].

Из изложенного следует, что при проектировании и реальном осуществлении проектов разработки газовых залежей следует отказаться от форсированных режимов технологической эксплуатации скважин и предусматривать (по мере возможности) их одновременный или опережающий ввод в эксплуатацию с учетом изменения фильтрационных и емкостных характеристик по пласту.

Учет влияния разновременности ввода скважин в эксплуатацию позволил выработать наиболее экономичные схемы, повысить эффективность их работы и увеличить газо- и конденсатоотдачу пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 1

1. *Стрижов И.Н., Ходанович И.Е.* Добыча газа. – М.: Гостоптехиздат, 1946.
2. *Роулинс Е.А. и Шелхардт М.А.* Испытание газовых скважин. – М. – Л.: Гостоптехиздат, 1947.
3. *Лапук Б.Б.* Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
4. *Минский Е.М., Козлов А.А.* Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений // Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1953.
5. *Коротаев Ю.П., Зотов Г.А.* Расчеты технологических режимов работы газовых скважин по методу последовательной смены стационарных состояний // Тр. ин-та/ВНИИГАЗ. – 1960. – Вып. 9(17).
6. *Коротаев Ю.П.* Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1968.
7. *Коротаев Ю.П.* Избранные труды: В 3-х т. – М.: Недра, 1996. – Т. 1; 1998. – Т. 2.
8. *Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И.* Теория и опыт добычи газа. – М.: Недра, 1998.
9. *Коротаев Ю.П., Ананенков С.А.* Методика определения энергосберегающего дебита // Газовая промышленность. – 1999. – № 1.
10. *Коротаев Ю.П.* Новая стратегия разработки газовых и газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. – 1999. – № 1.



ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ РАЗВЕДКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПЫТНОЙ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА

2.1. ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ, ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ И РАЗВЕДАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Ресурсы и запасы природного газа и конденсата обладают товарной стоимостью и возможным рентным доходом, который является мерой оценки эффективности промышленного освоения месторождений в условиях рынка и налогового регулирования и определяется как разность между стоимостью реализуемой продукции в действующих ценах и совокупными расходами по ее извлечению. В условиях лицензионно-конкурсного подхода ресурсы могут обеспечивать дополнительный доход в форме аренды и аванса на стадиях проведения поисковых и разведочных работ на момент подсчета технико-технологических возможностей и положительной величины рентного дохода при соблюдении требований охраны недр и экологии.

Начальные потенциальные ресурсы природного газа подразделяются на традиционные и нетрадиционные (рис. 2.1). Первые из них относятся к категории в основном извлекаемых при современном уровне техники и разведанных полностью или лишь частично. Вторые практически не разведаны, без применения новых технологий. Их относят к категории нерентабельных. Начальные традиционные ресурсы подраз-



Рис. 2.1. Номенклатура ресурсов природного газа

деляют на извлеченные (накопленную добычу) и текущие ресурсы, количество которых непрерывно возрастает.

Текущие ресурсы – это общее количество природного газа в недрах, включая промышленные запасы газа, содержащиеся до начала разработки в известных месторождениях, в том числе разведанные и неразведанные, а также перспективные и прогнозные ресурсы.

Потенциальные ресурсы природного газа заключены во вмещающих породах и скопились там в результате геологи-

ческих и геохимических процессов, происходящих в земной коре как в осадочном чехле, так и в более глубоких слоях, включая трещиноватый кристаллический фундамент Земли. Запасы — это, как правило, извлекаемая часть ресурсов залежи, целесообразность извлечения которых определяется существующими на момент подсчета технико-технологическими возможностями и положительной величиной рентного дохода при соблюдении требований охраны недр и экологии.

Количественные оценки ресурсов периодически пересматриваются, как правило, в сторону их увеличения.

Разведанные запасы используются для определения уровней добычи газа и конденсата при проектировании разработки месторождения.

Для единообразия оценки и учета ресурсов и запасов газа проводится их утверждение в Государственной комиссии по запасам согласно действующей в настоящее время классификации ресурсов и запасов нефти и горючих газов [1].

Категории запасов — наиболее общий интегральный показатель степени их изученности и достоверности и в меньшей степени подготовленности залежи или ее части к разработке, а также определения коэффициентов газо- и конденсатоотдачи.

При подсчете запасов углеводородов (УВ) их относят к категориям А, В, С₁ и С₂.

Категория А — разрабатываемые запасы, детально разведанные и установленные данными опытно-промышленной эксплуатации залежи или ее части, разбуренные эксплуатационной сеткой в соответствии с проектом разработки.

Категория В — разрабатываемые запасы залежи или ее части, разбуренной эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектом ОПЭ.

Категория С₁ — запасы залежи, полностью или частично разведанной, газоносность которой установлена на основании полученных по скважинам промышленных притоков газа, в том числе и при получении промышленного притока хотя бы по одной скважине и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Категория С₂ — неразведанные, предварительные запасы, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и аналогично с изученной частью залежи. Эти запасы используются для определения перспектив месторождения, проведения на нем разведочных работ и частично для проектирования разработки.

Как правило, подсчет запасов газа проводится в три этапа:

1. Оперативный подсчет запасов по данным первых поисковых и разведочных скважин. Он является обычно основанием для составления проекта доразведки или опытной либо опытно-промышленной эксплуатации.

2. Подсчет запасов по данным разведочного бурения или же опытной и ОПЭ с утверждением его в ГКЗ. Эти запасы служат основанием для составления проекта ввода в промышленную разработку залежи. Соотношение категорий при этом должно удовлетворять действующим инструкциям.

3. Подсчет и уточнение запасов, в том числе и по падению давления в процессе разработки залежи с учетом данных эксплуатационного бурения и эксплуатации скважин.

Для газоконденсатных залежей подсчитываются запасы стабильного конденсата (C_{5+}). При значительном содержании в газе C_2H_6 , C_3H_8 и C_4H_{10} подсчитываются также запасы каждого из этих компонентов, а также He, H_2S для их последующего выделения и переработки.

В то же время в реальных неоднородных по коллекторским свойствам газовых и газоконденсатных месторождениях для установления достоверных извлекаемых запасов (т.е. определения обоснованных значений коэффициентов газо- и конденсатоотдачи залежи) недостаточно знаний категоричности запасов $A + B + C_1$. Требуется составление более детальных моделей залежей, в частности необходимо знание распределения запасов по проницаемости с учетом водонасыщенности и предельных значений начального фильтрационного сопротивления НФС, препятствующего фильтрации газа из-за наличия жидкости и других причин. Такой подход позволяет строить модели месторождений, приближающиеся к реальным условиям, и выбирать наиболее эффективную и надежную систему разработки, обеспечивающую повышенные значения газо- и конденсатоотдачи. Этому в значительной мере способствует опережающее бурение эксплуатационных скважин, увеличивающее необходимую информацию о залежи, что повышает надежность добычи газа при энергосберегающих технологиях.

Для оценки потенциальных возможностей газоносных провинций на основе геолого-геофизических представлений определяются перспективные и прогнозные ресурсы, подразделяемые на категории D_0 , D_1 и D_2 .

Категория D_0 представляет перспективные извлекаемые ресурсы ловушек, подготовленных к поисковому бурению, продуктивность которых доказана на соседних площадях.

Категория D_1 – это прогнозные извлекаемые ресурсы газа на локализованных и нелокализованных объектах нефтегазоносного региона, газоносность которых доказана на залежах данного региона. Ресурсы категории D_1 являются основой для проведения региональных геолого-геофизических исследований и бурения параметрических скважин.

Категория D_2 соответствует прогнозным извлекаемым ресурсам нефтегазоперспективного региона, продуктивность которых предполагается по аналогии с соседними регионами.

Перевод прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий производится исходя из необходимости их последующего потребления, наличия средств на поиски и разведку будущих месторождений, с учетом их окупаемости при последующей эксплуатации. Расчет перевода прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий с оценкой предполагаемой добычи газа составляется до проекта разведки региона.

При прогнозе добычи газа обычно ограничиваются лишь традиционными ресурсами или даже только разведанными (достоверными) запасами газа, что приводит к занижению возможностей по использованию природного газа. Предлагается при рассмотрении долгосрочного прогноза добычи газа и ТЭБа в целом учитывать категории нетрадиционных ресурсов природного газа, которые можно отнести к новой категории ресурсов D_3 . Размеры этих ресурсов превосходят ре-

Таблица 2.1

Оценка мировых традиционных и нетрадиционных ресурсов природного газа

Виды ископаемого источника	Объемы ресурсов, трлн. м ³
Доказанные запасы	140
Традиционные ресурсы	400 – 650
В плотных низкопроницаемых коллекторах	600 – 3300
В угольных пластах	100 – 350
В низкопроницаемых сланцах	690 – 730
ИТОГО: свободного газа в осадочном чехле земной коры (категория I)	1790 – 5030
Газ, растворенный в воде	$34 \cdot 10^3$
В зонах гидратообразования	$(12 – 22) \cdot 10^4$
ИТОГО: газа, растворенного в воде и в виде гидратов (категория II)	$(15 – 25) \cdot 10^4$
Свободный газ в фундаменте (категория III)	$11 \cdot 10^6$

сурсы всего ископаемого топлива и показывают, что на смену эпохи угля пришла эпоха нефти. Так, сегодня в нашей стране наступила более эффективная энергетическая эпоха — эпоха природного газа или, как ее еще называют, "эпоха метана", которая будет определяющей в следующем столетии [2, 3].

С учетом этих соображений и того, что природный газ сегодня в России стал главным и основным энергоисточником, целесообразно создание новой специальной классификации запасов природных газов и конденсата, перспективных и прогнозных традиционных и нетрадиционных ресурсов горючих газов.

В табл. 2.1 приведена оценка мировых традиционных и нетрадиционных ресурсов природного газа [4].

2.2. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

В настоящее время в практике разведки и разработки газовых месторождений подсчет запасов газа осуществляется как объемным методом, так и по падению давления.

Наиболее распространен объемный метод, поскольку им можно пользоваться на любой стадии разведки и разработки месторождения. Основа метода — определение геометрических размеров газоносной части пласта, параметров газа и порового пространства по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и лабораторным исследованиям кернового материала.

Получение достоверных параметров для подсчета запасов объемным методом обычно обуславливает бурение значительного числа разведочных скважин с отбором керна из продуктивных пластов. Для неоднородных, карбонатных и трещиноватых коллекторов определение параметров применяемыми в настоящее время обычными геофизическими методами и по кернам представляет большую трудность. При этом основная трудность состоит в определении эффективных пористости и толщины пласта или их произведения, которое называют коэффициентом емкости коллектора. Как известно, эффективные толщина и пористость определяются для песчаных коллекторов методами промысловой геофизики и лабораторными исследованиями кернов.

В первых разведочных скважинах указанными методами практически не удастся для всей газоносной площади в достаточной степени достоверно определить эффективные пористость и толщину даже и в пластах, представленных песчаными коллекторами, и дать правильную оценку запасов, что совершенно необходимо уже в самом начале разведки для планирования разведочных работ, опытной эксплуатации и своевременного обустройства промыслового хозяйства. Если коллекторы представлены трещиноватыми или кавернозными породами, определить с нужной точностью объем пустот, заполненных газом, по кернам при современной технике проведения этих работ не представляется возможным, поэтому необходимо применять специальные методы исследований в работающих скважинах, некоторые из которых были изложены в работах [5, 6].

Широкое использование для определения коэффициента емкости коллектора гидродинамических методов исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации и проведение специальных акустико-гидродинамических и термометрических методов исследований, проводимых в работающих скважинах, значительно расширяют возможности объемного метода подсчета запасов газа.

В последнее время в качестве контрольного или самостоятельного метода применяется также подсчет запасов газа по падению давления при опытно-промышленной эксплуатации и разработке месторождения, особенно когда исходных данных для объемного метода недостаточно. При этом подсчет запасов газа по падению давления отражает (при правильном его применении) все реальные особенности месторождения.

Основной задачей в этом случае являются правильность определения средневзвешенного давления по объему порового пространства и точный учет количества добываемого газа. Для точного определения средневзвешенного давления по объему порового пространства, как и в объемном методе, необходимо установить распределение коэффициента емкости коллектора по пласту.

Многопластовые газовые месторождения могут быть подразделены на два основных вида: к первому относятся такие месторождения, в которых начальные пластовые давления в каждом из пластов примерно соответствуют давлению гидростатического столба воды; ко второму виду относятся те, в которых начальное давление в горизонтах отличается на давление, соответствующее весу столба газа. В этом случае еди-

ная залежь разделена по высоте перемычками, при помощи которых горизонты могут сообщаться или быть изолированными.

На многопластовых месторождениях первого вида, когда проводится опытная эксплуатация каждого в отдельности горизонта, по методу падения давления можно получить довольно точные результаты. Кроме того, для определения запасов осуществляется и специальный переток газа. Для месторождений второго типа или при соответствующих перетоках газа между пластами задача усложняется.

На Шебелинском месторождении, например, задача подсчета запасов осложнялась еще сильной тектонической и стратиграфической раздробленностью месторождения. В связи с этим все месторождение было разбито на ряд блоков (по основным тектоническим нарушениям) и метод падения давления был применен непосредственно на каждом блоке. Были предложены также другие приемы, которые рассмотрены ниже. Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления весьма прост, когда месторождение представляет собой единый, хорошо проницаемый резервуар, в котором отбор газа происходит без наступления краевых или подошвенных вод. Для многопластовых месторождений и особенно при блоковом или линзовидном строении залежей необходимо учесть степень взаимодействия между отдельными блоками, линзами или горизонтами в процессе эксплуатации скважин.

Существенным недостатком метода при современной технике измерения давления и дебитов является, кроме того, необходимость отбора значительного количества газа из залежи для достижения заметного снижения давления, превышающего погрешности при измерениях. В связи с этим метод падения давления, как правило, при разведке не применяется и используется лишь в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения для уточнения запасов. Это потребовало разработки специального метода подсчета запасов по данным эксплуатации одной скважины — так называемого метода подсчета запасов газа по удельным объемам дренажа.

2.3. ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

2.3.1. ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ (ПЛАСТОВЫХ) ЗАПАСОВ ГАЗА

Запас газа в пласте, приведенный к стандартным условиям, подсчитывается исходя из геометрии порового пространства и характеристики газа.

Для элемента пласта dV согласно уравнению состояния реального газа имеем

$$dQ = \frac{p_{ст} T_{ст} m \alpha}{p_{ст} T z} dV \quad (2.1)$$

или

$$dQ = \frac{p T_{ст}}{p_{ст} T z} d\Omega, \quad (2.2)$$

где $d\Omega = m \alpha dV$; dQ – запас газа в элементе газоносности пласта объемом dV , приведенный к $p_{ст} = 0,103$ МПа и $T_{ст} = 293$ К; p – пластовое давление, МПа; T – пластовая температура, К; z – коэффициент сверхсжимаемости при p и T для данного состава газа; m – пористость; α – коэффициент газонасыщенности; $d\Omega$ – объем порового пространства в элементе пласта dV .

m , p , T , z и α – величины переменные как по толщине, так и по площади залежи. Это особенно необходимо учитывать в неоднородных коллекторах и залежах с большим этажом газоносности.

Запасы газа, приведенные к стандартным условиям, определяем путем интегрирования уравнения (2.1) в пределах от 0 до Q и от 0 до V :

$$\int_0^Q dQ = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \int_0^V \frac{p m \alpha}{T z} dV, \quad (2.3)$$

где Q – запас газа при $p_{ст}$ и $T_{ст}$; V – объем пласта, занятый газом.

Из формулы (2.3) видно, что для определения запасов необходимо интегрирование по объему комплекса входящих величин. Интегрирование по объему можно заменить двойным интегрированием по площади газоносной части пласта F и эффективной толщине пласта h :

$$Q = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F \int_0^h \frac{\rho m \alpha}{T_z} dF dh, \quad (2.4)$$

где dF , dh – соответственно площадь и эффективная толщина элемента газоносного пласта dV .

Подсчет запасов по формуле (2.4) даст наиболее достоверные значения запасов газа. При этом для применения формулы (2.4) могут быть использованы численные методы с учетом конкретных специфических условий каждого месторождения.

До настоящего времени вместо формулы (2.4) запасы газа на практике подсчитывают по формуле

$$Q = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \frac{p_{\text{ср}}}{T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}} \alpha_{\text{ср}} m_{\text{ср}} h_{\text{ср}} F, \quad (2.5)$$

в которой $p_{\text{ср}}$, $z_{\text{ср}}$, $T_{\text{ср}}$, $\alpha_{\text{ср}}$ принимаются постоянными и берутся исходя из средних значений, путем осреднения по толщине и площади каждого параметра в отдельности. Для каждой скважины h определяется по кернам и данным электрического, радиоактивного или термокаротажа, или опробования. Все продуктивные пропластки при большой общей толщине пласта суммируются.

Значение средневзвешенной по площади эффективной толщины находится обычно из карт равных эффективных мощностей (карт изопахит) по формуле

$$h_{\text{ср}} = \frac{\int_0^F h dF}{F} \quad (2.6)$$

или

$$h = \frac{\sum_{i=1}^n h_i F_i}{F}, \quad (2.7)$$

где F_i – площадь участка пласта, ограниченная между двумя соседними изопахитами; h_i – средняя эффективная толщина, соответствующая площади F_i , определяемая как среднее арифметическое между двумя соседними изопахитами; i от 1 до n – число изопахит.

Для определения средневзвешенной эффективной пористости $m_{\text{ср}}$ вначале находят ее значения по данным геофизики или кернам для каждого отдельного продуктивного пропластка и далее ее осредняют по толщине для каждой скважины по формуле

$$m' = \frac{\int_0^n mdh}{h} \approx \frac{\sum_{i=1}^n m_i h_i}{h}, \quad (2.8)$$

где m_i и h_i — эффективные пористость и толщина для пропластка в данной скважине; i от 1 до n — число продуктивных пропластков.

Полученные по каждой скважине значения средневзвешенной по толщине пласта пористости m' служат исходными данными для построения карт равной пористости, по которым определяется средневзвешенное значение пористости по объему m_{cp} по формуле

$$m_{\text{cp}} = \frac{\int_0^F m' dF}{F} \approx \frac{\sum_{i=1}^n m_i F_i}{F}, \quad (2.9)$$

где F_i — площадь участка пласта с пористостью m'_i .

Для трещиноватых коллекторов в формулы (2.8) и (2.9) вместо пористости входит трещиноватость. При одновременном наличии пористости гранулярной $m_{\text{гр}}$ и вследствие трещиноватости $m_{\text{тр}}$ вместо m_i в формуле (2.8) находится общая пустотность m согласно формуле

$$m = \frac{m_{\text{тр}} x_1 + m_{\text{гр}} x_2}{100},$$

где x_1 и x_2 — процентное содержание пород, соответственно характеризующихся гранулярной пористостью и трещиноватостью в данном продуктивном пропластке.

Средневзвешенное значение по толщине коэффициента газонасыщенности находим по формуле

$$\alpha' = \frac{\int_0^n \alpha dh}{h} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \alpha_i h_i}{h}. \quad (2.10)$$

Далее строим карту α' и определяем из нее α_{cp} :

$$\alpha_{\text{cp}} = \frac{\int_0^F \alpha' dF}{F} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \alpha'_i F_i}{F}. \quad (2.11)$$

Значение газонасыщенности для каждого пропластка α_i определяется по данным геофизики или анализа кернов в зависимости от проницаемости для различных коллекторов. Отметим, что газонасыщенность α — величина, обратная водонасыщенности $\alpha_{\text{в}}$.

Средневзвешенное значение $T_{\text{ср}}$ находим аналогичным образом как $m_{\text{ср}}$ и $\alpha_{\text{ср}}$, когда между продуктивными пропластками имеются непродуктивные. При этом для установления изменения температуры по глубине используется формула геотермического градиента с линейной зависимостью изменения $T(h)$. Когда продуктивный пласт единый и большой по толщине, то средневзвешенная температура по толщине для каждой скважины

$$T' = \frac{\int_0^h T dh}{h} = T_{\text{к}} + \Gamma \frac{h}{2}, \quad (2.12)$$

где $T = T_{\text{к}} + \Gamma h$; $T_{\text{к}}$ – температура у кровли пластов, К; Γ – геотермический градиент, °С/м; h – эффективная толщина пласта.

Далее строим карту равных температур T' , по которой находим

$$T_{\text{ср}} = \frac{\int_0^F T' dF}{F} \approx \frac{\sum_{i=1}^n T_i F_i}{F}. \quad (2.13)$$

Вместо формул (2.12) и (2.13) для определения $T_{\text{ср}}$ можно использовать структурную карту по кровле продуктивного пласта. Для этого вначале строим график изменения $T(h)$ в абсолютных отметках глубины от высшей точки кровли пласта до контура газоносности, по которому определяем температуры, соответствующие каждой изогипсе, и наносим их значения на структурную карту.

Далее для пластовой залежи, когда толщина пласта меньше расстояния между изогипсами,

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i F_i}{F}, \quad (2.14)$$

где T_i – температура на i -й изогипсе.

Для массивной залежи большой толщины средняя температура

$$T_{\text{ср}} = \frac{F_1 \sum_{i=1}^n T_i + F_2 \sum_{i=1}^n T_i + \dots + F_n T_n}{\sum_{i=1}^n F_i + \sum_{i=1}^{n-1} F_i + \dots + F_n}. \quad (2.15)$$

Для пластовой залежи большой толщины при различных участках необходимо применять формулы (2.14) и (2.15).

Большое значение должно быть уделено правильному определению в формуле (2.5) средневзвешенного по объему порового пространства давления p_{cp} , которое можно найти по формуле

$$p_{cp} = \frac{\int_{\Omega} p d\Omega}{\Omega}. \quad (2.16)$$

В последнее время p_{cp} при определении начальных запасов газа находят из карт начальных истинных пластовых давлений (изобар), приведенных к середине толщины пласта, когда величина $mh\alpha/T$ постоянная, по формуле

$$p_{cp} = \frac{\int_0^F p dF}{F} \approx \frac{\sum_{i=1}^n p_i F_i}{F}. \quad (2.17)$$

При построении карт изобар особое внимание следует обратить на то, чтобы исходные данные пластовых давлений были получены после практически полной стабилизации давления и температуры в пласте. При расчете пластовых давлений по устьевым, т.е. когда нет возможности получить их непосредственными глубинными измерениями, следует учитывать наличие столба жидкости на забое и изменение плотности по стволу скважины для газоконденсатных месторождений.

Поскольку начальная карта изобар для единой залежи соответствует структурной, это значительно облегчает методику расчетов с предварительным вычислением давлений, соответствующих каждой изогипсе, по барометрической формуле и температуры по геотермическому градиенту.

Вместо раздельного определения p_{cp} аналогично можно найти $p_{cp}/T_{cp}Z_{cp}$ по площади путем построения карт $(p/Tz)_i$, или объему порового пространства.

При большой толщине пласта и значительном числе продуктивных пропластков методика определения p_{cp} по формуле (2.16) состоит в следующем. Сначала находим средневзвешенное давление по удельному объему порового пространства для каждой скважины по формуле

$$p' = \frac{\sum_{i=1}^n p_i m_i \alpha_i h_i \frac{1}{T_i}}{\sum_{i=1}^n m_i \alpha_i h_i \frac{1}{T_i}}. \quad (2.18)$$

Далее строим карту значений p' и из нее находим средневзвешенное давление по объему порового пространства для всего пласта:

$$p_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n p'_i F_i}{F}. \quad (2.19)$$

Величина z_{cp} в формуле (2.5) определяется на основании состава газа (плотности газа), p_{cp} и T_{cp} по известным графикам $p_{кр}(\rho)$, $T_{кр}(\rho)$ и $z(p_{пр}, T_{пр})$.

Приведенный анализ применяемой в настоящее время формулы (2.5) показывает, какой большой объем вычислительных и графических работ необходим для правильного определения параметров, который в то же время не исключает ошибок, обусловленных применением формулы (2.5), так как в ней предусматривается раздельное осреднение каждого параметра вместо интегрирования комплекса величин, как это следует из формулы (2.4). Поэтому для любых залежей и особенно для месторождений с большим этажом газоносности точное определение запасов возможно при пользовании формулой (2.4).

Методика определения запасов по формуле (2.4) состоит в следующем. Для каждой скважины сначала определяем удельные запасы газа:

$$A_F = \int_0^h \frac{pm\alpha}{Tz} dh \approx \sum_{i=1}^n \frac{p_i m_i \alpha_i}{T_i z_i} h_i, \quad (2.20)$$

где i от 1 до n — число продуктивных пропластков в скважине.

Далее наносим полученные значения A_F на карту и определяем площади, соответствующие каждому значению A_F , и окончательно запасы газа для пласта в целом находим по формуле

$$Q = \frac{T_{ст}}{p_{ат}} \int_0^F A_F dF \approx \sum_{i=1}^n A_{Fi} F_i, \quad (2.21)$$

где i от 1 до n — число участков, соответствующих определенному значению A_{Fi} .

Таким образом, с целью получения достоверных запасов объемным методом необходимо применять формулы (2.20) и (2.21) вместо формулы (2.5).

**2.3.2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ
С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ПАРАМЕТРОВ ПО ДАННЫМ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ**

При подсчете запасов объемным методом наибольшая трудность состоит в определении величин m , h и α , которые находятся по кернам и геофизическим методам, причем приемлемые результаты, как правило, можно получать только для песчаных коллекторов. Для карбонатных и трещиноватых коллекторов эти методы обычно не дают достоверных результатов.

Впервые для подсчета запасов газа разработана и проверена на практике по Шебелинскому, Коробковскому и другим месторождениям предложенная и разработанная методика определения коэффициента емкости коллектора, равного mha , по кривым нарастания давления [5–7]. Преимущество этой методики заключается в том, что она не нуждается в отборе образцов керна из газоносного пласта и проведении промыслово-геофизических исследований и одновременно характеризует не точечные, а среднее проинтегрированное значение mha вокруг скважины. Вместе с тем обеспечивается не меньшая, а часто большая точность определения коэффициента емкости коллектора mha уже при испытании первых разведочных скважин независимо от типа коллектора (пористого, трещиноватого, кавернозного). Коэффициент емкости коллектора определяется по формуле

$$mha = \frac{7,8 \cdot 10^{-2} Q p_{пл.}}{\beta \beta_1 R_k^2}. \quad (2.22)$$

Таким образом, при использовании всего двух формул (2.20) и (2.21), в которые входит mha , вместо формулы (2.5), и последующем определении параметров по формулам (2.6)–(2.19) не только значительно облегчается методика подсчета, но и возможно получить более достоверные значения запасов газа, так как нетрудно доказать, что раздельное осреднение параметров в формуле (2.5) вместо осреднения произведения переменных по формулам (2.20) и (2.21) может привести к существенным ошибкам.

Для примера покажем ошибки осреднения значения mh . Возьмем пласт, состоящий из двух участков равной площади, который в первом случае имеет на первом участке $m_1 = 0,2$; $h_1 = 10$; $F_i = 1$ и на втором участке $m_2 = 0,1$ и $h_2 = 5$. При

раздельном осреднении согласно формулам (2.6) и (2.9) имеем $m_{\text{ср}} = 0,15$, $h_{\text{ср}} = 7,5$ и $m_{\text{ср}}h_{\text{ср}} = 1,12$.

При совместном осреднении произведения имеем

$$(mh)_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n (mh)_i F_i}{F} = \frac{0,2 \cdot 10 \cdot 0,15}{2} = 1,25,$$

т.е. при раздельном осреднении занижаем значение mh на 10 % от фактической.

Если же возьмем для первого участка $m_1 = 0,2$, $h_1 = 5$, а для второго участка $m_2 = 0,1$ и $h_2 = 10$, тогда при раздельном осреднении имеем те же $m_{\text{ср}}h_{\text{ср}} = 1,12$, а при совместном осреднении произведения для $(mh)_{\text{ср}} = 1$, т.е. при раздельном осреднении завышаем mh на 12 %.

Величина R_k , входящая в формулу (2.22), изменяется в широких пределах от 100 до 900 м в зависимости от характеристики пористой среды. Для предварительной оценки можно использовать формулу

$$R_k = 0,05 \sqrt{\frac{kp_{\text{пл}}}{\mu m \alpha}} t, \quad (2.23)$$

где R_k — радиус контура; k — проницаемость; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; μ — абсолютная вязкость газа; t — время нарастания давления.

Проницаемость k в формуле (2.23) оценивается по результатам исследований скважин или кернов; пористость m устанавливается по кернам или по общегеологическим соображениям.

Примеры проведенных сопоставлений величин mha , полученных по формуле (2.22) и геофизическими методами по скважинам Шебелинского месторождения, приведены в работе [8] и показали вполне приемлемую сходимость результатов. В последующем сравнение подсчета запасов по падению давления в трещиноватых коллекторах и объемным методом с определением значения mha по кривым нарастания показало хорошее совпадение.

Методика подсчета запасов газа при определении mha по гидродинамическим исследованиям состоит в следующем. По каждой скважине определяем mha , $p_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$, приведенные к середине толщины пласта, по которым находим соответствующее значение z . Комплекс этих параметров дает нам средневзвешенную по толщине величину A_F для данной скважины:

$$A_F = \frac{p_{\text{пл}} m h \alpha}{T z}.$$

Далее запасы газа находим по формуле (2.21).

Для определения запасов газа при равномерном расположении скважин можем поступить следующим образом.

Преобразуем формулу (2.22) к виду

$$\Omega = \pi m h \alpha R_k^2 = \frac{7,7 \cdot 10^{-2} Q p_{\text{пл}}}{\beta \beta_1},$$

который соответствует объему порового пространства, приходящемуся на данную скважину. Далее определяем для каждой скважины p , T и z , после чего запасы газа находим по формуле

$$Q_3 = \frac{\pi T_{\text{ст}} R_k^2}{p_{\text{ст}}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_{\text{пл}} m h \alpha}{T z} \right)_i, \quad (2.24)$$

где n — число скважин.

Заметим, что из карты равных $m h \alpha$ эффективный объем порового пространства можно определить по формуле

$$\Omega = \int_0^F (m h \alpha) dF \approx \sum_{i=1}^n (m h \alpha)_i F_i.$$

2.3.3. ПОДСЧЕТ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Извлекаемые запасы газа отличаются от пластовых на значение коэффициента газоотдачи, представляющего собой отношение извлеченного количества газа $Q_{\text{и}}$ к общему количеству газа Q в пласте до начала эксплуатации, т.е.

$$\eta = Q_{\text{и}}/Q = 1 - Q_0/Q,$$

где Q_0 — остаточный запас газа в пласте.

Коэффициент η зависит от остаточного давления в пласте, режима работы месторождения, сжимаемости пласта в процессе разработки, выпадения жидкости в пласте, поступления дополнительного количества ее, утечек газа и других факторов.

Остаточное давление в пласте при существующих методах эксплуатации соответствует устьевому давлению, равному 0,1013 МПа. Тогда остаточное пластовое давление

$$p_0 = 0,1013 \text{ е}^s,$$

где

$$s = 0,03415 \frac{\bar{p}L}{z_{cp}T_{cp}}.$$

Если коэффициент η зависит только от остаточного давления в пласте, то

$$\eta = 1 - \frac{p_o z}{z_o p}, \quad (2.25)$$

где z_o – коэффициент сверхсжимаемости при p_o и T , обычно равен единице. Из формулы (2.25) видно, что чем выше p , тем больше величина η . Например, при начальном пластовом давлении $p = 1,0$ МПа $\eta = 0,9$ и при $p = 10,0$ МПа $\eta = 0,99$.

Формула для подсчета извлекаемых запасов газа имеет окончательный вид:

$$Q_{и} = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \int_0^F \int_0^h \frac{m\alpha}{T} \left(\frac{p - p_o}{z - z_o} \right) dF dh = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \int_0^F \int_0^h \frac{m\alpha p \eta}{Tz} dF dh. \quad (2.26)$$

Методика подсчета запасов по формуле (2.26) та же, что и по формулам (2.20) и (2.21).

Вместо формулы (2.26) на практике в настоящее время применяют формулу

$$Q_{и} = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} m_{cp} \frac{\alpha_{cp}}{T_{cp}} \left(\frac{p - p_o}{z - z_o} \right) h_{cp} F, \quad (2.27)$$

недостатки которой по сравнению с (2.26) те же, что и формулы (2.5) по сравнению с (2.4).

Приведенные формулы справедливы для неизменного объема порового пространства и состава газа в процессе всего периода эксплуатации при газовом режиме для несжимаемого пласта.

Для водонапорного режима коэффициент газоотдачи будет также зависеть и от количества защемленного газа, которое в свою очередь зависит от характеристики пласта, темпа разработки, расположения скважин на структуре, дебитов и других факторов (гл. 4, 7).

В трещиноватых и неоднородных коллекторах количество защемленного газа может быть значительным. Количество защемленного газа увеличивается также за счет сжимаемости пласта и выпадения конденсата в газоконденсатных месторождениях в процессе разработки. Обычно коэффициент газоотдачи колеблется в широких пределах от 0,15 до 0,99.

Поэтому принимать $\eta = 1$ недопустимо, так как это может привести к значительному завышению извлекаемых запасов газа.

Изменение объема порового пространства за счет сжимаемости пласта можно оценить по формуле

$$\int_{\Omega}^{\Omega_0} d\Omega = \Omega \frac{\beta_c}{m} \int_p^{p_0} dp \quad \text{или} \quad \frac{\Omega - \Omega_0}{\Omega} = \frac{\beta_c}{m} (p - p_0),$$

где Ω — начальный объем порового пространства; m — начальная пористость пласта; $\beta_c = 10^{-5}$ — коэффициент объемной упругости пласта.

Так как величина β_c мала, то практически для большинства месторождений, представленных гранулярными коллекторами, сжимаемость пласта незначительно отразится на объеме порового пространства. Например, примем $m = 0,2$, $p - p_0 = 20,0$ МПа, $\beta_c = 10^{-5}$, тогда $(\Omega - \Omega_0)/\Omega = 0,01$, т.е. изменение составляет всего 1 %. Для трещиноватых коллекторов, обладающих значительно меньшей пористостью (пустотностью), сжимаемость пласта может достигнуть большого значения, например при $m = 0,02$ для приведенных данных $(\Omega - \Omega_0)/\Omega = 0,1$, т.е. 10 %. Строгой зависимости между изменением объема порового пространства и коэффициентом η не выявлено.

В общем виде формула извлекаемых запасов газа имеет вид

$$Q_{\text{и}} = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F \int_0^h \frac{m\eta\alpha}{Tz} \left(\frac{p}{z} - \frac{p_0}{z_0} \right) dF dh. \quad (2.28)$$

Для практического использования формулу (2.28) приводим к виду

$$Q_{\text{и}} = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \int_0^F A_F dF \approx \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \sum_{i=1}^n A_{Fi} F_i,$$

где A_{Fi} каждой скважины определяется по формуле

$$A_{Fi} = \int_0^h \frac{m_{\text{и}} \alpha_{\text{г}} \eta}{T_{\text{и}}} \left(\frac{p_{\text{и}}}{z_{\text{и}}} - \frac{p_0}{z_0} \right) dh \approx \sum_{i=1}^n \frac{m_{\text{и}} \alpha_{\text{г}} \eta_i}{T_{\text{и}i}} \left(\frac{p_{\text{и}}}{z_{\text{и}}} - \frac{p_0}{z_0} \right)_i h_i.$$

2.3.4. ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В приведенных формулах не учитываются изменение состава газоконденсатной смеси и выпадение конденсата при снижении давления от p до p_0 .

Количество конденсата в газоконденсатной залежи вычисляется на основании лабораторных исследований на газоконденсатность и запасов газа, определенных по формуле (2.5). Для этого определяют содержание конденсата в 1 м^3 газа при начальных и конечных пластовых условиях. Зная количество конденсата в 1 м^3 газа, можно определить запасы конденсата при данных условиях. С уменьшением пластового давления извлекаемый запас конденсата уменьшается, так как определенное количество конденсата выпадает в порах пласта и является практически неизвлекаемым. Объем ω , или масса конденсата в 1 м^3 газа, определяемый путем перевода в газообразное состояние, определен для ряда месторождений.

При наличии конденсата в газе и известном коэффициенте ω можно объемным методом подсчитать и запасы конденсата для газоконденсатных месторождений.

Коэффициент ω определяется по формуле

$$\omega = \frac{\rho_k}{M_k} 22,41 \frac{293}{273},$$

где ρ_k — плотность конденсата, кг/м^3 ; M_k — молекулярная масса конденсата, кг/моль .

При подсчете извлекаемых запасов газа в газоконденсатных месторождениях для эксплуатации без поддержания давления наряду с учетом защемления газа вследствие выпадения конденсата необходимо также учитывать изменение состава газа, поступающего к потребителю, по сравнению с пластовым газом. Для этого воспользуемся уравнением баланса, которое запишем в единицах массы в виде

$$G_{иг} + C_{ик} = G_{иг} - G_{ог} - G_{ок},$$

где индексы "и", "н", "о" соответственно относятся к извлекаемым, начальным и остаточным запасам, а индексы "г" и "к" — к газу и конденсату.

Рассмотрим оценочную методику подсчета извлекаемых запасов газа и конденсата при газовом режиме, пренебрегая сжимаемостью пласта.

Выражая G через объем и плотность для газа и заменяя

плотность газа через уравнение состояния с учетом коэффициента сверхсжимаемости, получаем

$$\frac{Q_{иг} p_{ст}}{R_{ст} T_{ст}} + Q_{ик} \rho_{ик} = \frac{\Omega p}{RTz} - \frac{\Omega_o p_o}{R_o z_o T} - Q_{ок} \rho_{ок}, \quad (2.29)$$

где $Q_{иг}$ — извлекаемые запасы газа, приведенные к условиям $p_{ст}$ и $T_{ст}$; $R_{ст}$ — газовая постоянная, соответствующая составу газа после выделения из него конденсата; $Q_{ик}$, $\rho_{ик}$ — соответственно извлекаемые запасы и средняя плотность конденсата при условиях выделения из газа на поверхности; z — коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий начальным p , T и составу газа, для которого газовая постоянная равна R ; z_o — аналогично для p_o , T и R_o ; $Q_{ок}$, $\rho_{ок}$ — соответственно остаточные запасы и плотность ρ конденсата.

Величину $Q_{ик}$ выразим через средний поверхностный газо-конденсатный фактор $q_{и}$, под которым понимается количество выделяющегося конденсата на поверхности, приходящееся на 1 м³ газа, приведенного к $p_{ст}$ и $T_{ст}$ или другим условиям, например условиям низкотемпературной сепарации:

$$Q_{ик} = q_{и} Q_{иг}. \quad (2.30)$$

На практике $q_{и}$ определяется экспериментальным путем по изотермам конденсации.

Остаточные запасы конденсата $Q_{ок}$ также выразим через остаточный (неизвлекаемый) газоконденсатный фактор q_o , который соответствует количеству остаточного конденсата, приходящемуся на 1 м³ начального запаса газа:

$$Q_{ок} = q_o \Omega p = \Omega_{ок}. \quad (2.31)$$

Величина q_o представляет собой количество конденсата, выделяющегося из газа при снижении давления от p до p_o при пластовой температуре T и неспособного двигаться по пласту из-за недостаточной насыщенности порового пространства конденсатом. Она определяется исходя из соотношений фазовой проницаемости для газа и жидкости с учетом испарения конденсата при снижении давления ниже давления максимальной конденсации. Остаточный газоконденсатный фактор q_o принимается обычно как определенный процент (от 10 до 50 %) от $q_{и}$ или определяется по изотермам конденсации.

Значение q_o и $Q_{ок}$ по сравнению с Ω обычно невелико.

Отметим, что в процессе разработки $Q_{ок}$ и q_o достигнут максимума при снижении давления до давления максимальной конденсации, в последующем они уменьшатся вследствие ис-

парения части конденсата, который, по-видимому, останется защемленным. Выпадение конденсата в пласте происходит сначала вокруг скважин, а затем во всем пласте. Поэтому вокруг каждой скважины на конечном этапе разработки образуется своеобразный барьер из конденсата, который необходимо преодолеть газу при его движении. Поэтому количество защемленного газа будет несколько больше, чем если бы весь конденсат распределился по пласту. При расчете защемленного газа следует учитывать капиллярные давления, которые обуславливают НФС.

При этом количество защемленного газа будет увеличиваться при ухудшении коллекторских свойств и низких дебитах газа. Остаточный объем порового пространства

$$\Omega_o = \Omega - \Omega_{ок} = \Omega(1 - q_o^*), \quad (2.32)$$

где $q_o^* = q_o p$.

Заменяя (2.29) согласно (2.30), (2.31) и (2.32), получаем

$$Q_{иг} = \frac{\Omega}{\frac{p_{ст}}{R_{ст}T_{ст}} + q_{и}\rho_{ик}} \left[\frac{p}{RTz} - \frac{p_o(1-q_o^*)}{R_oTz_o} - q_o^*\rho_{ок} \right]. \quad (2.33)$$

Принимая осреднения, заменяя Ω и вводя коэффициент газоотдачи, получаем в окончательном виде следующую формулу для подсчета извлекаемых запасов газа на газоконденсатных месторождениях:

$$Q_{иг} = \frac{1}{\frac{p_{ст}}{R_{ст}T_{ст}} + q_{и}\rho_{ик}} \int_0^F \int_0^h m\eta\alpha \left[\frac{p}{RTz} - \frac{p_o(1-q_o^*)}{R_oTz_o} - q_o^*\rho_{ок} \right] dFdh. \quad (2.34)$$

Коэффициент газоотдачи η , входящий в формулу (2.34), устанавливается исходя из характеристики коллекторов залежи и защемления газа выпавшим конденсатом. В то же время, как правило, он выше, чем при водонапорном режиме. При условиях водонапорного режима значение η должно быть уменьшено вследствие защемления газа водой и избирательного продвижения ее.

Методика расчета запасов по формуле (2.34) аналогична методике расчета по формулам (2.4) и (2.26).

Определив запасы газа по формуле (2.34), извлекаемые запасы конденсата находим из (2.30).

Таким образом, при подсчете извлекаемых запасов газа в газоконденсатных месторождениях необходимо учитывать не

только извлекаемый и оставшийся в пласте конденсат, но и изменение состава газа.

Состав газа в пластовых условиях и поступающего потребителю при эксплуатации газоконденсатных месторождений будет различным, и его изменение определяется экспериментальным путем или оценивается по константам равновесия при известных начальных параметрах газа.

2.4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ В ОДНОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

На газовых промыслах находит широкое применение метод подсчета запасов газа по падению давления, который имеет ряд преимуществ перед объемным, так как позволяет находить достоверные значения запасов по ограниченному числу скважин при опытной эксплуатации и уточнять режим в процессе эксплуатации месторождения. Поэтому представляет интерес рассмотреть более подробно некоторые методические вопросы подсчета запасов газа по методу падения давления с целью исключения ошибок, которые возможны при его практическом применении на газовых месторождениях, различных по своей характеристике.

С целью выяснения факторов, влияющих на подсчет запасов по падению давления, приведем вывод формул с учетом различия между пластовой и стандартной температурой газа.

Исходную формулу для подсчета запасов в однопластовом газовом месторождении представим в виде следующего уравнения баланса газа:

$$G_T = G_H - G_A, \quad (2.35)$$

где G_T , G_H — масса газа в пласте соответственно в данный и начальный моменты времени с начала разработки; G_A — масса добытого газа к данному моменту времени.

В уравнении (2.35) можно заменить массу газа через объем и плотность

$$\Omega_H \rho_H = \Omega_T \rho_T - Q_A \rho_{ст}, \quad (2.36)$$

где Ω_H , Ω_T — соответственно начальный и текущий объем порового пространства, занимаемый газом; ρ_H , ρ_T — соответственно начальная и текущая плотность газа при пластовом давлении и температуре; Q_A , $\rho_{ст}$ — соответственно объем и удельный вес добытого газа, приведенные к стандартным условиям (при 760 мм рт. ст. и 20 °С).

Величину Ω_T можно выразить через Ω_H и объем продвинувшейся воды Ω_B :

$$\Omega_T = \Omega_H - \Omega_B.$$

Плотность газа согласно уравнению состояния будет

$$\rho = \frac{p}{zRT}, \quad (2.37)$$

где p – давление; z – коэффициент сверхсжимаемости; T – температура газа; R – газовая постоянная.

Подставим ρ в уравнение (2.36) согласно (2.37), тогда уравнение баланса газа при эксплуатации месторождения будет иметь вид

$$\frac{p_H \Omega_H}{z_H R_H T_H} = \frac{p_T (\Omega_H - \Omega_B)}{z_T R_T T_T} + \frac{Q_A p_{ат}}{z_{ст} R_{ст} T_{ст}}, \quad (2.38)$$

где $p_H, p_T, p_{ат}$ – пластовое средневзвешенное по объему порового пространства давление в залежи соответственно начальное, текущее и атмосферное ($p_{ат} = 0,103$ МПа); $T_H, T_T, T_{ст}$ – температура в залежи соответственно начальная, текущая и стандартная ($T_{ст} = 293$ К); при фильтрации газа в пласте можно считать $T_{пл} = T_H = T_T = \text{const}$; $z_H, z_T, z_{ст}$ – коэффициент сверхсжимаемости соответственно при начальных, текущих и стандартных условиях (при $T_{ст} = 293$ К и $p_{ат} = 0,103$; $z_{ст} = 1$); $R_H, R_T, R_{ст}$ – газовая постоянная при начальных, текущих и стандартных условиях; для газовых месторождений $R_H = R_T = \text{const}$, когда в процессе эксплуатации не происходит изменения состава газа, изменение R происходит, например, при эксплуатации газоконденсатных месторождений; Ω_H – начальный объем порового пространства, занятого газом; Ω_B – объем порового пространства, занятого водой, продвинувшейся в залежи за время, соответствующее снижению давления от p_H до p_T ; Q_A – количество газа, добытого при снижении давления от p_H до p_T , приведенное к стандартным условиям.

Подсчет запасов газа при газовом режиме

При газовом режиме в уравнении (2.38) $\Omega_B = 0$ и $\Omega_H = \Omega = \text{const}$. Тогда после преобразований имеем

$$\frac{p_T}{z_T} = \frac{p_H}{z_H} - \frac{Q_A}{\alpha} \quad \text{или} \quad p_T^* = p_H^* - \frac{Q_T}{\alpha}, \quad (2.39)$$

где

$$\alpha = \frac{293\Omega}{0,1033T_{\text{пл}}}$$

При равных по площади и толщине значениях $mh\alpha/T$ распределение величин $p_{\text{н}}^*$ и $p_{\text{т}}^*$ по площади находится из карт приведенных изобар p/z с последующим определением средневзвешенных значений p/z по формуле вида (2.7) с заменой h_i на $(p/z)_i$.

При значительной разнице в h , m и α строятся карты $(mh\alpha p/z)$ и $mh\alpha$, из которых определяются средневзвешенные значения p/z по объему порового пространства.

При наличии нескольких пропластков, имеющих различные эффективные толщину и пористость, перед взвешиванием величин по площади проводится их взвешивание по толщине.

При большом числе пропластков по толщине и в пластах с большим этажом газоносности $p_{\text{н}}^*$, $p_{\text{т}}^*$ и $T_{\text{пл}}$ осредняют по объему порового пространства следующим образом.

Сначала для каждой скважины определяют величину

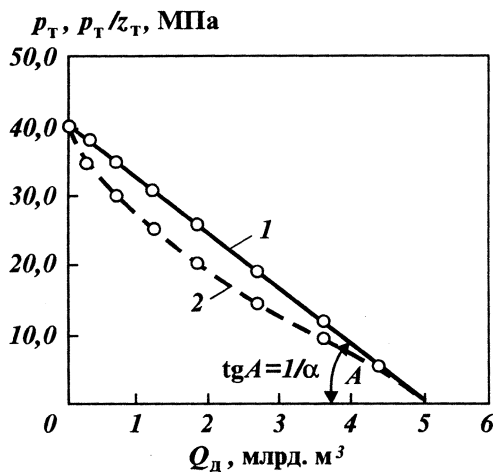
$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{p}{zT} \right)_i (mh'\alpha)_i}{\sum_{i=1}^n (mh'\alpha)_i}, \quad (2.40)$$

где m , α , h' — соответственно пористость, газонасыщенность и толщина i -го пропластка, которые определяются по кернам, каротажу или кривым нарастания давления; p , z , T — соответственно пластовое давление, коэффициент сверхсжимаемости и пластовая температура, отнесенная к середине толщины каждого пропластка. Затем $p_{\text{н}}^*$ и $p_{\text{т}}^*$ находим по формуле

$$p^* = \frac{\sum_{i=1}^n (A)_i F_i}{\sum_{i=1}^n F_i}. \quad (2.41)$$

Обработывая экспериментальные данные, полученные при эксплуатации месторождения, графическим путем в координатах $p_{\text{т}}/z_{\text{т}}$ и Q_{Δ} , определяем величину $1/\alpha$ как тангенс угла наклона прямой к оси Q_{Δ} (рис. 2.2, кривая 1).

Рис. 2.2. Влияние коэффициента сверхсжимаемости на определение запасов газа по падению давления:
 1 — зависимость p_T/z_T от Q ; 2 — зависимость p_T от Q_A



Потенциальные начальные запасы газа определяются из (2.39) при $p_T = 0$:

$$Q_3 = \alpha \frac{p_H}{z_H}. \quad (2.42)$$

Извлекаемые при газовом режиме запасы соответствуют давлению на устье скважины 0,1013 МПа и находятся по формуле

$$Q_3 = \alpha \left(\frac{p_H}{z_H} - \frac{e^s}{z_K} \right). \quad (2.43)$$

Таким образом, из приведенного анализа видно, что при подсчете объема порового пространства необходимо учитывать не только изменение коэффициента сверхсжимаемости во времени, но и пластовую температуру, если она отличается от стандартной, поскольку иначе занижается объем порового пространства по сравнению с истинным, причем ошибка будет увеличиваться с возрастанием температуры. Например, если не учтена пластовая температура, равная 80 °С, ошибка в объеме порового пространства составит 17 %.

Решая совместно (2.39) и (2.42), получаем формулу

$$Q_3 = \frac{Q_A}{1 - \frac{p_T}{p_H} \frac{z_H}{z_T}}, \quad (2.44)$$

которая обычно применяется для подсчета запасов газа.

Для нахождения запасов газа формулу (2.44) преобразуем к виду

$$Q_A = Q_3 \left(1 - \frac{p_T z_H}{p_H z_T} \right). \quad (2.45)$$

Запасы газа находим путем построения зависимости Q_A от $1 - \frac{p_T z_H}{p_H z_T}$, а величина Q_3 определяется как тангенс угла наклона прямой к оси $1 - \frac{p_T z_H}{p_H z_T}$ или, продолжая прямую до пересечения с вертикальной линией, проведенной из точки $1 - \frac{p_T z_H}{p_H z_T}$, и проводя горизонтальную линию через эту точку пересечения на оси ординат, найдем запасы газа.

При определении запасов газа из формулы (2.39) также вместо единичных измерений p_T и Q_A более правильно их определять путем построения зависимости p_T/z_T и Q_A и нахождения коэффициента α с последующим определением запасов по формуле (2.42) или (2.43), а также интерполяцией до пересечения с осью Q_A .

Рассмотрим методику определения коэффициента α по способу наименьших квадратов.

Формулу (2.39) представим в виде системы уравнений, соответствующих каждому измерению p_{Ti}^* и Q_{Ai} :

$$\begin{aligned} p_{T1}^* - p_H^* + \alpha' Q_{A1} &= 0; \\ p_{T2}^* - p_H^* + \alpha' Q_{A2} &= 0; \\ &\dots\dots\dots \\ p_{Tn}^* - p_H^* + \alpha' Q_{An} &= 0; \end{aligned} \quad (2.46)$$

где

$$\alpha' = 1/\alpha.$$

Условие рассматриваемого способа состоит в том, что сумма квадратичных отклонений должна быть минимальной:

$$\sum_{i=1}^n Q_{Ai} p_{Ti}^* - p_H^* \sum_{i=1}^n Q_{Ai} + \alpha' \sum_{i=1}^n Q_{Ai}^2 = 0. \quad (2.47)$$

При известном начальном пластовом давлении коэффици-

ент α' по способу наименьших квадратов можно найти по формулам

$$\alpha' = \frac{Np_{\text{н}}^* - \sum_{i=1}^n p_{\text{т}i}^*}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}}, \quad (2.48)$$

или

$$\alpha' = \frac{p_{\text{н}}^* \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} p_{\text{т}i}^*}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}^2}. \quad (2.49)$$

Если $p_{\text{н}}^*$ неизвестно, то для нахождения α' и $p_{\text{н}}^*$, решая совместно (2.46) и (2.47), получаем

$$\alpha = \frac{N \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} p_{\text{т}i}^* - \sum_{i=1}^n p_{\text{т}i}^* \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}}{N \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} \right)^2} \quad (2.50)$$

и

$$p_{\text{н}}^* = \frac{\sum_{i=1}^n p_{\text{т}i}^* \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}^2 - \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} p_{\text{т}i}^* \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}}{N \sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i}^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{л}i} \right)^2}. \quad (2.51)$$

В формулах (2.48) – (2.51) значение N соответствует числу измерений $p_{\text{т}}^*$ и $Q_{\text{л}}$ после начала эксплуатации месторождения.

Формулы (2.48) – (2.51) следует применять, когда число измерений $p_{\text{т}}^*$ и $Q_{\text{л}}$ не менее 15 – 20, иначе возможны ошибки из-за влияния отклонения отдельных точек.

2.5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ В МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Определять запасы газа по падению давления для многопластовых месторождений при отдельной эксплуатации горизонтов и отсутствии перетока между ними можно отдельно для каждого горизонта по методике, применяемой для однопластовых месторождений.

При одновременной совместной эксплуатации нескольких горизонтов или наличии перетока газа между горизонтами подсчет запасов должен производиться с учетом специфики их эксплуатации.

На многопластовых месторождениях может специально осуществляться переток газа из одного горизонта в другой с целью подсчета запасов его в обоих горизонтах.

Рассмотрим наиболее характерные для практики методические примеры подсчета запасов газа по падению давления в многопластовых месторождениях.

2.5.1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ДЛЯ ДВУХПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Сложением формул вида (2.39), написанных для каждого горизонта, получим формулу для подсчета запасов:

$$\alpha_1 + \alpha_2 \frac{p_{н2}^* - p_{т2}^*}{p_{н1}^* - p_{т1}^*} = \frac{Q_{А1} + Q_{А2}}{p_{н1}^* - p_{т1}^*} \quad (2.52)$$

или

$$\alpha_2 + \alpha_1 \frac{p_{н1}^* - p_{т1}^*}{p_{н2}^* - p_{т2}^*} = \frac{Q_{А1} + Q_{А2}}{p_{н2}^* - p_{т2}^*}, \quad (2.53)$$

где

$$\alpha' = \Omega_1 / \beta_1; \quad \alpha_2 = \Omega_2 / \beta_2; \quad (2.54)$$

$$\beta_1 = \frac{T_{пл1} \cdot 0,1033}{293}; \quad \beta_2 = \frac{T_{пл2} \cdot 0,1033}{293}; \quad (2.55)$$

Ω_1, Ω_2 — соответственно объем порового пространства нижнего и верхнего горизонтов; $p_{н1}^*, p_{н2}^*$ — приведенные значения начальных давлений в нижнем и верхнем горизонтах; $p_{т1}^*, p_{т2}^*$ — приведенные значения текущих давлений в нижнем и верхнем горизонтах; $Q_{А1}, Q_{А2}$ — отбор газа из нижнего и верхнего горизонтов; $T_{пл1}, T_{пл2}$ — соответственно пластовые температуры в нижнем и верхнем горизонтах.

Методика определения α_1 и α_2 в формуле (2.52) графическим путем сводится к построению зависимости $(Q_{А1} - Q_{А2}) / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$ от $(p_{н2}^* - p_{т2}^*) / (p_{н1}^* - p_{т2}^*)$. По отрезку, отсекаемому на оси ординат, находим величину α_1 и по тангенсу наклона

прямой к оси $(p_{н2}^* - p_{т2}^*) / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$ определяем величину α_2 (рис. 2.3, кривая 1).

Аналогично при использовании формулы (2.53) строим зависимость $(Q_{A1} + Q_{A2}) / (p_{н2}^* - p_{т2}^*)$ от $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{н2}^* - p_{т2}^*)$ и величину α_2 определяем по отрезку, отсекаемому на оси ординат, а α_1 находим как тангенс угла наклона прямой к оси $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{н2}^* - p_{т2}^*)$ (рис. 2.3, кривая 2).

С целью контроля α_1 и α_2 желательно подсчитывать по двум формулам (2.52) и (2.53). Путем построения указанных графиков в одинаковых масштабах точка пересечения прямых соответствует на оси ординат отрезку, равному $\alpha_1 + \alpha_2$. На оси абсцисс кривая 1 (см. рис. 2.3) отсекает отрезок α_1 / α_2 , а кривая 2 — отрезок α_2 / α_1 . Когда $\alpha_2 > \alpha_1$, кривая 2 идет выше кривой 1, при $\alpha_2 < \alpha_1$ наоборот (до точки на оси абсцисс, соответствующей 1). Когда $\alpha_1 = \alpha_2$, кривые 1 и 2 сливаются в одну линию. Определив α_1 и α_2 для каждого из горизонтов, можно написать уравнение баланса в виде

$$p_{т1}^* = p_{н1}^* - \frac{1}{\alpha_1} (Q_{A1} + Q_{п})$$

и

$$p_{т2}^* = p_{н2}^* - \frac{1}{\alpha_2} (Q_{A2} + Q_{п}),$$

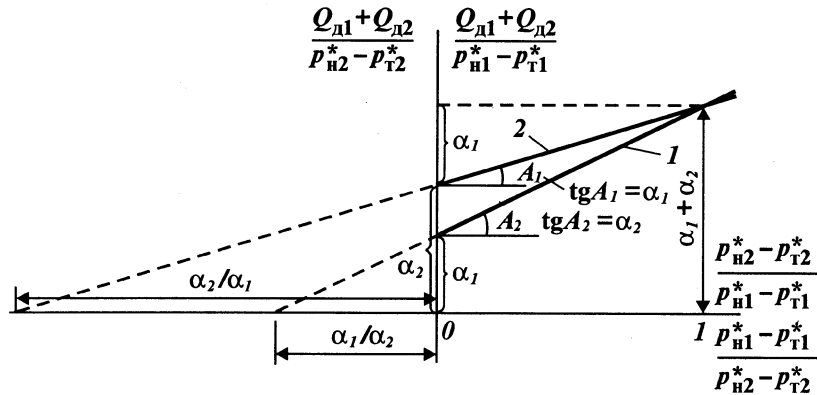


Рис. 2.3. Подсчет запасов газов по падению давления для двух пластов при совместной их эксплуатации:

1 — по формуле (2.52); 2 — по формуле (2.53)

из которого можно определить количество перетекающего газа во времени $Q_{\text{п}}$, зная величину $Q_{\text{А}} = Q_{\text{А1}} + Q_{\text{А2}}$.

Коэффициенты α_1 и α_2 в формуле (2.52) можно также находить по методу наименьших квадратов по формулам

$$\alpha_1 = \frac{N \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \right)^2}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{\text{А1}i} + Q_{\text{А2}i}}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \right)^2 - \sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \sum_{i=1}^n \frac{(p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*)(Q_{\text{А1}i} + Q_{\text{А2}i})}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*}}; \quad (2.56)$$

$$\alpha_2 = \frac{N \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \right)^2}{N \sum_{i=1}^n \frac{(p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*)(Q_{\text{А1}i} + Q_{\text{А2}i})}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} - \sum_{i=1}^n \frac{p_{\text{н}2i}^* - p_{\text{т}2i}^*}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*} \sum_{i=1}^n \frac{Q_{\text{СТ1}i} + Q_{\text{СТ2}i}}{p_{\text{н}1i}^* - p_{\text{т}1i}^*}}. \quad (2.57)$$

Определив коэффициенты α_1 и α_2 графически или по формулам (2.56) и (2.57), начальные запасы газа для каждого из горизонтов находим по формуле (2.42) или (2.43).

Формулы (2.52) и (2.53), поскольку в них

$$\alpha_1 = Q_{31}/p_{\text{н1}}^* \quad \text{и} \quad \alpha_2 = Q_{32}/p_{\text{н2}}^*,$$

можно преобразовать к следующему виду:

$$\frac{Q_{31}}{p_{\text{н1}}^*} + \frac{Q_{32}}{p_{\text{н2}}^*} \frac{p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*}{p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*} = \frac{Q_{\text{А1}} + Q_{\text{А2}}}{p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*} \quad (2.58)$$

или

$$\frac{Q_{32}}{p_{\text{н2}}^*} + \frac{Q_{31}}{p_{\text{н1}}^*} \frac{p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*}{p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*} = \frac{Q_{\text{А1}} + Q_{\text{А2}}}{p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*}, \quad (2.59)$$

где Q_{31} , Q_{32} — соответственно потенциальные начальные запасы нижнего и верхнего горизонтов.

Методика определения $Q_{31}/p_{\text{н1}}^*$ и $Q_{32}/p_{\text{н2}}^*$ та же, что и α_1 и α_2 . Из графика с координатами $(Q_{\text{А1}} + Q_{\text{А2}})/(p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*)$ от $(p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*)/(p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*)$ по отрезку, отсекаемому на оси ординат, находим $Q_{31}/p_{\text{н1}}^*$ и по тангенсу наклона прямой к оси $(p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*)/(p_{\text{н1}}^* - p_{\text{т1}}^*)$ определяем $Q_{32}/p_{\text{н2}}^*$ (рис. 2.3, кривая 1) и из графика в координатах $(Q_1 + Q_2)/(p_{\text{н2}}^* - p_{\text{т2}}^*)$ от

$(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{н2}^* - p_{т2}^*)$ величину $Q_{32} / p_{н2}^*$ определяем по отрезку, отсекаемому на оси ординат, а $Q_{31} / p_{н1}^*$ находим как тангенс угла наклона прямой к оси $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{н2}^* - p_{т2}^*)$ (рис. 2.3, кривая 2).

2.5.2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПРИ ОТБОРЕ ИЗ НИЖНЕГО ГОРИЗОНТА И ОДНОВРЕМЕННОМ ПЕРЕТОКЕ ГАЗА В ВЕРХНИЙ ГОРИЗОНТ

При обработке результатов по формулам, справедливым для однопластового месторождения, будут получены заниженные результаты.

Уравнение для нижнего горизонта можно записать в следующем виде:

$$p_{т1}^* = p_{н1}^* - \frac{1}{\alpha_1} (Q_{A1} + Q_{п}). \quad (2.60)$$

Уравнение для верхнего горизонта

$$p_{н2}^* = p_{т2}^* - \frac{1}{\alpha_2} Q_{п}, \quad (2.61)$$

где Q_{A1} — количество добываемого газа из нижнего горизонта; $Q_{п}$ — количество перетекающего газа из нижнего в верхний горизонт, которое считается неизвестным. Остальные обозначения те же, что и в формуле (2.52). Решая совместно (2.60) и (2.61), получаем формулу для подсчета запасов в этих двух горизонтах:

$$\frac{p_{н1} - p_{т1}}{Q_{A1}} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \frac{p_{т2}^* - p_{н2}^*}{Q_{A1}}. \quad (2.62)$$

Обрабатывая результаты в координатах $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / Q_{A1}$ и $(p_{т2}^* - p_{н2}^*) / Q_{A1}$, находим $1/\alpha_1$ как отрезок, отсекаемый на оси $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / Q_{A1}$ при $(p_{т2}^* - p_{н2}^*) / Q_{A1} = 0$, а α_2/α_1 определяем как тангенс угла наклона прямой к оси $(p_{т2}^* - p_{н2}^*) / Q_{A1}$.

Величины α_1 и α_2 можно также найти по формулам вида (2.52) и (2.53), которые получаем, вычитая (2.61) из (2.60):

$$\frac{Q_{A1}}{p_{н1}^* - p_{т1}^*} = \alpha_1 - \alpha_2 \frac{p_{т2}^* - p_{н2}^*}{p_{н1}^* - p_{т1}^*}. \quad (2.63)$$

По отрезку, отсекаемому на оси $Q_{A1} / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$, определяем α_1 , по тангенсу угла наклона находим α_2 , а отрезок, отсекае-

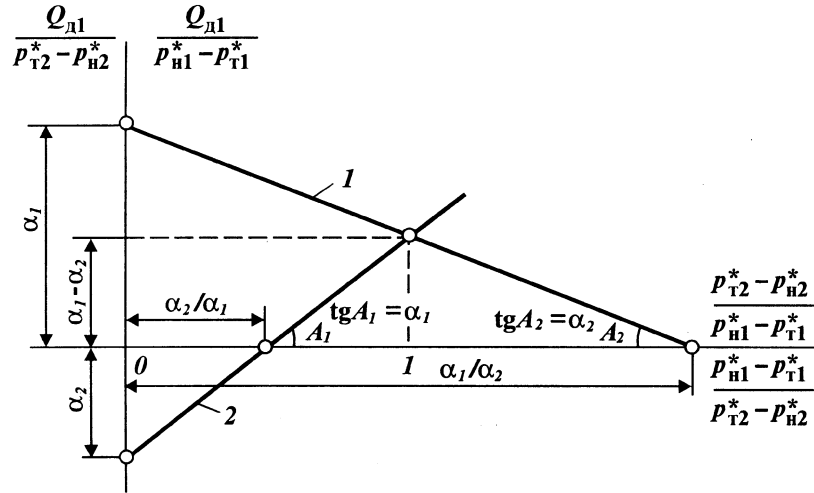


Рис. 2.4. Подсчет запасов для двух горизонтов при эксплуатации одного и перетоке газа в другой:
1 — по формуле (2.63); 2 — по формуле (2.64)

мый на оси $(p_{т2}^* - p_{н2}^*) / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$, равен α_1 / α_2 (рис. 2.4, кривая 1) или

$$\frac{Q_{д1}}{p_{т2}^* - p_{н2}^*} = \alpha_1 \frac{p_{н1}^* - p_{т1}^*}{p_{т2}^* - p_{н2}^*} - \alpha_2. \quad (2.64)$$

Точка пересечения кривой 2 с осью $Q_{д1} / (p_{т2}^* - p_{н2}^*)$ дает α_2 . Пересечение с осью $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{т2}^* - p_{н2}^*)$ дает α_2 / α_1 . Величину α_1 можно определить по тангенсу угла наклона прямой 2 к оси $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{т2}^* - p_{н2}^*)$. Точка пересечения кривых соответствует на оси ординат $\alpha_1 - \alpha_2$, а на оси абсцисс 1. Когда $\alpha_1 = \alpha_2$, точка пересечения кривых лежит на оси абсцисс и находится ниже ее, когда $\alpha_2 > \alpha_1$.

2.5.3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПРИ ПЕРЕТОКЕ ЕГО В НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

При эксплуатации многопластовых месторождений в начальный период иногда наблюдается переток газа в вышележащие горизонты, например, вследствие негерметичности цементного кольца за колонной, затем после снижения давления до

определенного значения переток газа прекращается. Предположим, что в дальнейшем перетекающий газ в скважину не поступает. Вид зависимости p_T^* от Q_A будет тогда характеризоваться ломаной кривой, причем начальный участок ее соответствует перетоку газа (рис. 2.5).

Запасы после окончания перетока определяются по конечному прямолинейному участку кривой, а не по начальному, как при водонапорном режиме. Первоначальные запасы устанавливаются проведением линии, параллельной конечному участку кривой, через ординату, соответствующую начальному пластовому давлению.

Однако если сначала наблюдался переток, а затем после его окончания эксплуатируются два горизонта, то при построении графика p_T^* от Q_A по прямолинейному конечному участку $\operatorname{tg} A = \frac{1}{1/\alpha + (1/\alpha)e^s}$. Принимая $\beta_1 = \beta_2 = \beta$, имеем

$$\operatorname{tg} A = \alpha = \frac{\beta}{\Omega_1 + \Omega_2}, \text{ т.е. определяются суммарные запасы двух горизонтов.}$$

Аналогичный вид имеет кривая p_T^* от Q_A , соответствующая эксплуатации однопластового месторождения при неполном учете всего добываемого из залежи газа, например, вследствие аварийного фонтанирования.

Зависимость p_T^* от Q_A по внешнему виду напоминает кривую, соответствующую проявлению водонапорного режима. Поэтому при анализе полученных кривых подобного вида следует учитывать это обстоятельство и помнить, что проявление водонапорного режима для большинства крупных месторождений начинается не в начале эксплуатации, а после отбора из залежи довольно значительного количества газа.

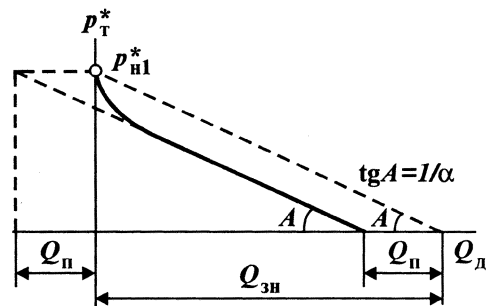


Рис. 2.5. Зависимость p_T^* от Q_A в случае перетока газа в начальной стадии разработки залежи

Аналогичный вид зависимости (см. рис. 2.5) может быть при отсутствии перетока в однопластовом месторождении, когда средневзвешенное значение пластового давления занижено, например, вследствие того, что отсутствуют измерения в неразрабатываемых частях залежи.

Это было отмечено нами при анализе начального периода эксплуатации Ленинградского и других месторождений Краснодарского края.

2.5.4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПРИ ТРЕХ И БОЛЕЕ ПЛАСТАХ, ОДНОВРЕМЕННО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ ОДНОЙ ИЛИ РАЗНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Исходные уравнения для трех пластов будут

$$\alpha_1 \Delta p_1^* = Q_{A1}, \quad \alpha_2 \Delta p_2^* = Q_{A2}, \quad \alpha_3 \Delta p_3^* = Q_{A3}$$

и

$$Q_A = Q_{A1} + Q_{A2} + Q_{A3},$$

где

$$\Delta p_1^* = p_{н1}^* - p_{т1}^*; \quad \Delta p_2^* = \Delta p_{н2}^* - p_{т2}^*; \quad \Delta p_3^* = p_{н3}^* - p_{т3}^*;$$

$$\alpha_1 = Q_{31} / p_{н1}^*; \quad \alpha_2 = Q_{32} / p_{н2}^*; \quad \alpha_3 = Q_{33} / p_{н3}^*.$$

Складывая эти уравнения, получаем

$$\alpha_1 \Delta p_1^* + \alpha_2 \Delta p_2^* + \alpha_3 \Delta p_3^* = Q_A. \quad (2.65)$$

Последнее уравнение можно представить в виде системы уравнений, соответствующих разным периодам эксплуатации t_1 , t_2 , t_3 и т.д.:

$$\alpha_1 (\Delta p_1^*)_{t_1} + \alpha_2 (\Delta p_2^*)_{t_1} + \alpha_3 (\Delta p_3^*)_{t_1} = Q_{t_1}; \quad (2.66)$$

$$\alpha_1 (\Delta p_1^*)_{t_2} + \alpha_2 (\Delta p_2^*)_{t_2} + \alpha_3 (\Delta p_3^*)_{t_2} = Q_{t_2}; \quad (2.67)$$

$$\alpha_1 (\Delta p_1^*)_{t_3} + \alpha_2 (\Delta p_2^*)_{t_3} + \alpha_3 (\Delta p_3^*)_{t_3} = Q_{t_3} \quad (2.68)$$

и т.д.

В уравнениях (2.66) и (2.68) три неизвестных: α_1 , α_2 и α_3 . Решая их совместно, находим эти величины.

Для увеличения точности получаемых результатов последовательно решаем следующие сочетания уравнений вида (2.65) для других периодов t_2 , t_3 , t_4 , затем для t_3 , t_4 , t_5 и т.д.

Приближенность описанного метода обусловлена тем, что значения величины α_1 , α_2 и α_3 определяются по отдельным точкам и, следовательно, в значительной мере зависят от точности замеров p и Q . Поэтому при необходимости использования этого метода следует обратить внимание на точность измерений этих величин.

2.6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕТОКА ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА

В процессе разведки многопластовых газовых месторождений первого вида (когда давление в залежах отличается на вес столба воды) в результате бурения при одновременном освоении нескольких горизонтов, аварийном фонтанировании, некачественной изоляции и других причинах возможно сообщение горизонтов, что приведет к перетоку газа. В многопластовых месторождениях второго вида (когда давление в залежах отличается на вес столба газа) переток газа может начаться в процессе их разработки, когда равновесие в пластовых давлениях нарушается из-за отбора газа не пропорционально запасам каждого горизонта.

Это фиксируется в остановленных скважинах после их эксплуатации с помощью глубинного шумомера и дебитометра, которые отмечают места перетока и количество перетекающего газа.

На многопластовых месторождениях первого вида при отсутствии близкорасположенных потребителей специально осуществляется переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие с целью подсчета запасов по падению давления. Например, на месторождении, состоящем из двух пластов, пробурена всего одна скважина. Путем установки разобщителя и осуществления перетока газа из нижележащего горизонта в вышележащий можно оценить запасы газа обоим пластам до начала их промышленной эксплуатации.

2.6.1. УСЛОВИЯ ПЕРЕТОКА ГАЗА ПРИ СООБЩЕНИИ ДВУХ ГОРИЗОНТОВ

Рассмотрим методику расчета перетока при сообщении двух горизонтов в скважине (рис. 2.6).

Возможность перетока газа из нижележащего I в верхний горизонт II будет определяться разностью их началь-

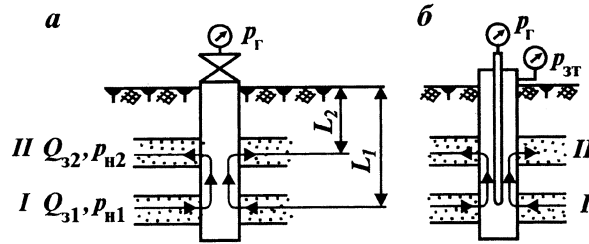


Рис. 2.6. Схема перетока газа в случае сообщения двух горизонтов в скважине:
 а – без фонтанных труб; б – фонтанные трубы спущены до нижнего горизонта

ных давлений за вычетом давления, создаваемого столбом газа.

Без учета потерь на трение начальный перепад давления.

$$\Delta p = p_{н1} - p_{н2} e^s, \quad (2.69)$$

где $s = 0,03415 \frac{(L_1 - L_2) \bar{\rho}}{T_{cp} z_{cp}}$ (L_1, L_2 – глубины залегания соответ-

ственно нижнего и верхнего пластов, м; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху; T_{cp}, z_{cp} – соответственно средняя абсолютная температура газа между пластами и средний коэффициент сверхсжимаемости); $p_{н1}, p_{н2}$ – начальные давления соответственно в нижнем и верхнем пластах.

Перепад давления, определяемый по формуле (2.69), будет тем значительнее, чем больше расстояние между пластами ($L_1 - L_2$).

Графики изменения p_1, p_2 от $Q_{\text{доб}(t)}$ приведены на рис. 2.7 и 2.8. Из этих графиков понятна методика определения запасов газа при осуществлении перетока и при известных запасах – методика определения общего количества перетекшего газа при перетоке $Q_{\text{пер}}$ графическим путем.

Методику расчета перетока при сообщении двух горизонтов в скважине можно представить в виде:

$$\left. \begin{aligned} p_{т1}^* &= p_{н1}^* - Q_{п} / \alpha_1 \\ p_{т2}^* &= p_{н2}^* + Q_{п} / \alpha_2 \end{aligned} \right\} \quad (2.70)$$

($p_{т1}^*, p_{т2}^*$ – приведенное давление соответственно в нижнем и верхнем горизонтах в данный момент), когда $p_{т1}^* = p_{т2}^*$, закончится переток

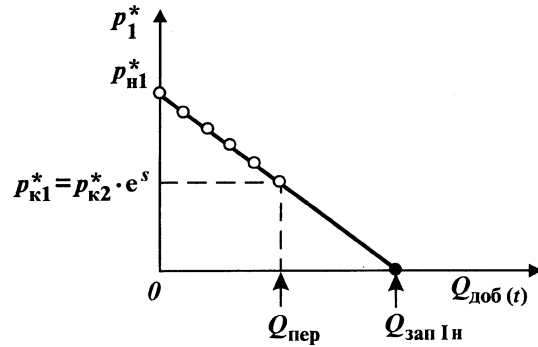


Рис. 2.7. График изменения p_1^* в зависимости от $Q_{доб(t)}$

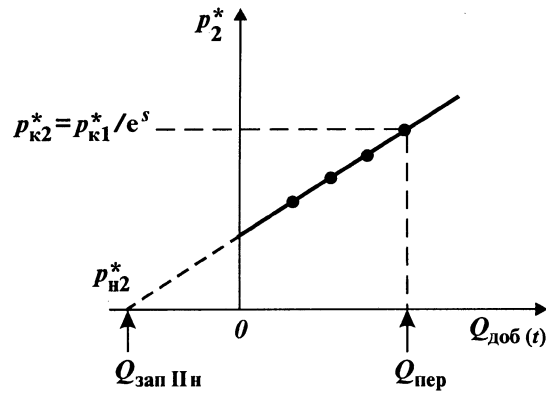


Рис. 2.8. График изменения p_2^* в зависимости от $Q_{доб(t)}$

$$p_{н1}^* - Q_{п} / \alpha_1 = p_{н2}^* + Q_{п} / \alpha_2.$$

Откуда общее количество перетекающего газа

$$Q_{п} = \frac{p_{н1}^* - p_{н2}^*}{(1/\alpha_2 + 1/\alpha_1)}.$$

Переток между пластами при сообщении их в скважине будет характеризоваться падением устьевого давления при отсутствии отбора с месторождения.

Если в скважину спущены фонтанные трубы до нижнего горизонта, а на буфере (на елке) и затрубном пространстве установлены манометры, то давления $p_{г}$ и $p_{зт}$ могут отличаться-

ся между собой. При этом $p_r > p_{зт}$ в случае перетока на значение потерь на трение. После прекращения перетока $p_r = p_{зт}$. По разности давлений p_r и $p_{зт}$ при известном λ можно оценить дебит газа при перетоке:

$$Q = \sqrt{\frac{p_{з1}^2 - p_{з2}^2 e^{2s}}{\theta}}, \quad (2.71)$$

где

$$\theta = 1,33 \cdot 10^{-2} \lambda \frac{T_{ср}^2 z_{ср}^2}{D_3^5} (e^{2s} - 1); s = 0,03415 \frac{(L_1 - L_2) \rho}{T_{ср} z_{ср}};$$

Q – дебит газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$; D_3 – эффективный диаметр.

Уравнение перетока газа из первого пласта при $Q > Q_{кр1}$

$$p_{т1}^2 - p_{з1}^2 = a_1 Q + b_1 Q^2 - b_1 Q_{кр1} Q - b_1 Q_{кр1} Q \ln \frac{Q}{Q_{кр1}} \quad (2.72)$$

и при $Q \leq Q_{кр1}$

$$p_{т1}^2 - p_{з1}^2 = a_1 Q. \quad (2.73)$$

Уравнение нагнетания во второй пласт при перетоке при $Q > Q_{кр2}$

$$p_{з2}^2 - p_{т2}^2 = a_2 Q + b_2 Q^2 - b_2 Q_{кр2} Q - b_2 Q_{кр2} Q \ln \frac{Q}{Q_{кр2}} \quad (2.74)$$

и при $Q \leq Q_{кр2}$

$$p_{з2}^2 - p_{т2}^2 = a_2 Q. \quad (2.75)$$

Из уравнений (2.71), (2.73) и (2.75), когда $Q \leq Q_{кр1} \leq Q_{кр2}$, получим

$$Q = \sqrt{\frac{1}{\theta} \left[p_{т1}^2 - p_{з2}^2 \left(e^{2s} + \frac{a_1}{a_2} \right) + \frac{a_1}{a_2} p_{т2}^2 \right]}. \quad (2.76)$$

При нарушении линейного закона фильтрации согласно уравнениям (2.72) и (2.74) значение Q находим из (2.71) методом итераций.

При $p_{т1} = p_{н1}$ и $p_{т2} = p_{н2}$ в формуле (2.76) $Q = Q_{\max}$ и, когда $p_{н1} = p_{н2} e^s$, получим $Q = 0$. На практике могут также быть комбинация законов Дарси и трехчленного и последовательный переход их во времени.

Для оценочных расчетов на практике применяется приближенный метод расчета изменения дебита газа $Q = Q(t)$ и давлений $p_{т1} = p_{т1}(t)$ и $p_{т2} = p_{т2}(t)$, который состоит в следу-

ющем. По известным начальным величинам $p_{н1}$ и $p_{н2}$ по формуле (2.76) определяем Q_1 . Затем задаемся отрезком времени t_1 , в течение которого считаем дебит $Q = \text{const}$ и определяем количество перетекшего газа за время t_1 по формуле $Q_{п1} = Q_1 t_1$. Далее по формулам (2.71) и (2.72) определяем $p_{т1}$ и $p_{т2}$, соответствующие $Q_{п1}$, по которым по формуле (2.73) или (2.74) находим значение дебита Q_2 . Затем задаемся новым отрезком времени t_2 , определяем $Q_{п2} = Q_2 t_2$ и по формулам (2.71) и (2.73) или (2.74) для $Q_{п1} + Q_{п2}$ находим новые значения $p_{т1}$ и $p_{т2}$ и т.д. до $Q = 0$.

2.6.2. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ПЕРЕТОК ГАЗА, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫЙ С ЦЕЛЬЮ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Переток газа для подсчета запасов можно осуществлять как в одной скважине путем разделения горизонтов при помощи разобшителя (рис. 2.9), так и в двух или более скважинах, пробуренных на разные горизонты. Однако газ, выходящий из нижележащего горизонта, необходимо очистить от примесей в сепараторах. На скважинах устанавливаются счетчики для измерения дебита газа и манометры для измерения давлений в каждом из горизонтов. Перед началом и в процессе перетока исследуют и определяют параметры скважины и горизонтов. Максимальный дебит устанавливается так же, как и максимально допустимый при эксплуатации. При зна-

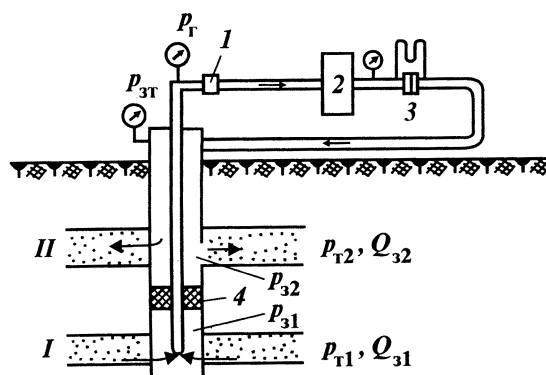


Рис. 2.9. Схема перетока газа в одной скважине путем разделения горизонтов при помощи разобшителя:
 I, II – пласты; 1 – штуцер; 2 – сепаратор; 3 – измеритель расхода газа; 4 – разобшитель

чительной разнице в давлениях между нижним и верхним пластами и необходимости редуцирования при наличии в газе нижнего горизонта конденсата осуществляется его сепарация.

Методика расчета перетока в основном подобна приведенной выше.

Рассмотрим переток, если практически нет потерь в наземном оборудовании, т.е. когда $p_r \approx p_{зт}$. На основании результатов исследований скважин, проведенных отдельно на пласты I и II, можно написать уравнение притока из пласта I и нагнетания газа в пласт II в следующем виде:

$$p_{r1}^2 - p_r^2 e^{2s_1} - \theta_1 Q^2 = a_1 Q - b_1 Q_{кр1} Q + b_1 Q \left(Q - Q_{кр1} \ln \frac{Q}{Q_{кр1}} \right); \quad (2.77)$$

$$p_r^2 e^{2s_2} - \theta_2 Q^2 - p_{r2}^2 = a_2 Q - b_2 Q_{кр2} Q + b_2 Q \left(Q - Q_{кр2} \ln \frac{Q}{Q_{кр2}} \right); \quad (2.78)$$

Исходя из (2.77) и (2.78) можем построить зависимость $p_r = p_r(Q)$ для пластов I и II при перетоке (рис. 2.10).

Решая совместно (2.77) и (2.78), в случае фильтрации согласно линейному закону в каждом из пластов получаем формулу вида (2.76).

Рассмотрим переток газа, когда $p_r > p_{зт}$, т.е. при необходимости дросселирования газа перед подачей для нагнетания. Тогда, обозначая $p_r^2 - p_{зт}^2 = \theta' Q^2$ согласно формулам движения газа по горизонтальным трубам и принимая $\theta' = \text{const}$, уравнения (2.77) и (2.78) можно записать в следующем виде:

$$p_{r1}^2 - p_{зт}^2 e^{2s_1} - (\theta_1 + \theta' e^{2s_1}) Q^2 = a_1 Q - b_1 Q_{кр1} Q + b_1 Q \left(Q - Q_{кр1} \ln \frac{Q}{Q_{кр1}} \right);$$

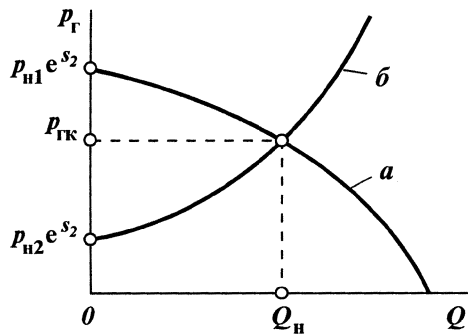


Рис. 2.10. Зависимость давления на головке скважины от дебита при перетоке: a — для пласта I по формуле (2.77) при $p_{r1} = p_{к1}$; b — для пласта II по формуле (2.78) при $p_{r2} = p_{к2}$

$$p_{31}^2 e^{2s_2} - \theta_2 Q^2 - p_{т2}^2 = a_2 Q - b_2 Q_{кр2} Q + b_2 Q \left(Q - Q_{кр2} \ln \frac{Q}{Q_{кр2}} \right).$$

Решая совместно последние уравнения для случая линейного закона фильтрации, в каждом из пластов получаем формулу вида (2.76).

В дальнейшем расчет подобен описанному.

Аналогично можно рассмотреть расчет перетока с одновременной эксплуатацией нижнего горизонта при подаче части газа потребителям.

Основное отличие специально организованного перетока от вынужденного состоит в том, что проводятся измерения дебита и пластовых давлений в каждом из горизонтов и при необходимости его прекращают.

Методика наблюдений и подсчета запасов газа по падению давления при перетоке заключается в следующем. Через определенные промежутки времени, когда понижение давления $p_{т1}$ и повышение его $p_{т2}$ от начальных или предыдущих значений становится заметным и больше предела точности применяемых манометров, скважину останавливают для измерения $p_{т1}$ и $p_{т2}$ и вычисляют $Q_{п}$, соответствующие измеренным $p_{т1}$ и $p_{т2}$. Результаты наносятся на графики (рис. 2.11, а, б). Первоначальный запас газа в горизонте I $Q_{31н}$ определяется по отрезку, отсекаемому на оси $Q_{п}$ (см. рис. 2.11, а, прямая 1). Текущий запас определяется как разность $Q_{31н} - Q_{п}$ (см. рис. 2.11, а, кривая 1'). Первоначальный запас в горизонте II определяется по отрезку, отсекаемому на оси абсцисс с левой стороны от нуля (см. рис. 2.11, а, кривая 2). Текущий запас будет равен сумме $Q_{32н} + Q_{п}$ (см. рис. 2.11, а, кривая 2').

Отметим, что в практике осуществления перетока газа с целью подсчета запасов методом падения давления возможно засорение призабойной зоны пласта II примесями, выносимыми из пласта I. Для улучшения условий перетока наряду с применением сепараторов желательна периодическая продувка скважины, работающей на пласт II.

Перед осуществлением перетока запасы приблизительно оцениваются объемным методом, причем желательно установить максимальные и минимальные запасы. По этим предварительным данным составляется проект перетока, состоящий из краткого описания геологического строения горизонтов, результатов исследования скважин, определения максимально допустимого дебита и изменения его в процессе перетока, промежутков времени периодической остановки скважин для

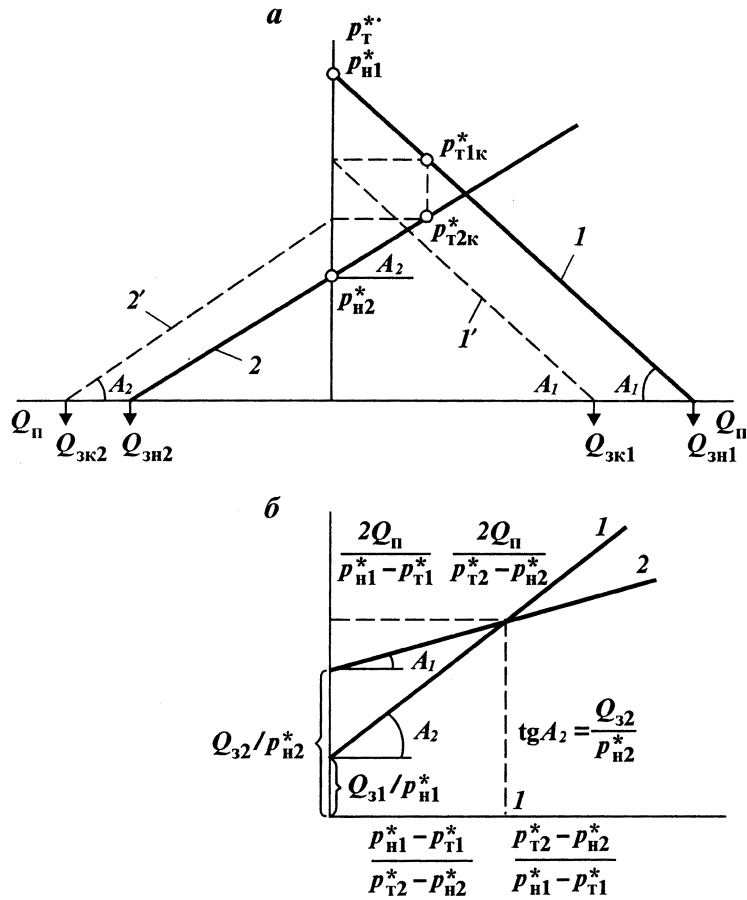


Рис. 2.11. Подсчет запасов газа при перетоке газа из одного пласта в другой:

a — зависимость $p_{т}^*$ от Q_n по формуле (2.79); b : 1 — зависимость

$2Q_n / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$ от $(p_{т2}^* - p_{н2}^*) / (p_{н1}^* - p_{т1}^*)$; 2 — зависимость

$2Q_n / (p_{т2}^* - p_{н2}^*)$ от $(p_{н1}^* - p_{т1}^*) / (p_{т2}^* - p_{н2}^*)$

контроля за изменением давления в пластах, определения максимального суммарного количества газа, перепущенного в процессе перетока, и рекомендаций по наземному оборудованию.

Нет необходимости проводить переток до практического

выравнивания давления в пластах, так как на это потребуется значительное время. Тем более, что для подсчета запаса методом падения давления обычно достаточно перепустить газ в количестве, составляющем не более 5–10 % от первоначальных запасов.

Методика подсчета запасов при перетоке газа

Подсчет запасов по падению давления при специально организованном перетоке газа из нижележащего в вышележащий горизонт с изменением количества перетекающего газа и давлений в каждом горизонте проводится следующим образом. Исходные уравнения имеют вид:

$$p_{т1}^* = p_{н1}^* \left(1 - \frac{Q_{п}}{Q_{31}} \right); \quad (2.79)$$

$$p_{т2}^* = p_{н2}^* \left(1 + \frac{Q_{п}}{Q_{32}} \right).$$

Для определения Q_{31} и Q_{32} при специальном перетоке обработка получаемых результатов осуществляется в координатах p_t^* и $Q_{п}$ (см. рис. 2.11, а). При этом прямая $p_{т2}^*(Q_{п})$ будет иметь положительный наклон, а прямая $p_{т1}^*(Q_{п})$ – отрицательный, $p_{т1к}$ и $p_{т2к}$ соответствуют давлению в нижнем и верхнем горизонтах после окончания перетока; Q_{31} и Q_{32} – начальные запасы и $Q_{31к}$ и $Q_{32к}$ – запасы к моменту окончания перетока соответственно в нижнем и верхнем горизонтах.

Суммируя оба уравнения (2.79), после преобразования получаем уравнения вида (2.58), в которых вместо $Q_{A1} + Q_{A2}$ берем $2Q_{п}$ и вместо $p_{н2}^* - p_{т2}^*$ подставляем $p_{т2}^* - p_{н2}^*$.

Результаты обработки по преобразованным для рассматриваемого случая формулам (2.58) и (2.59) приведены на рис. 2.11, б. Переток закончится, когда $p_{т1к} = p_{т2к} e^s$, как это видно на рис. 2.11, а.

Подсчет запасов для двух пластов при специально организованном перетоке газа и одновременной эксплуатации нижнего горизонта проводится по формулам (2.63). Аналогичным образом при одновременной эксплуатации двух горизонтов и перетоке между ними применяются формулы (2.58) и (2.59).

Впервые переток газа для подсчета запасов газа в двух горизонтах был осуществлен Ю.П. Коротаяевым в 1958 г. на месторождении Ян-Чоо-Си в КНР.

2.7. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ДРЕНАЖА КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ

Метод подсчета запасов газа путем определения удельных объемов дренажа каждой скважины основан на предположении, что скважины дренируют отдельные постоянные во времени области дренажа. Это предположение оправдано для:

- 1) коллектора крайне неоднородного, т.е. когда каждая скважина дренирует отдельные линзы, блоки и т.д.;
- 2) равномерного падения давления по всему пласту, т.е. отношения q_i/Ω_i постоянного во времени (q_i — отбор из скважины, Ω_i — объем дренажа каждой скважины);
- 3) постоянного числа скважин и при условии, что они одновременно введены в эксплуатацию.

В качестве исходных данных в этом методе подсчета используется только изменение пластовых давлений и дебитов по скважинам. Нет необходимости определять средневзвешенное пластовое давление, расчет которого вносит дополнительную погрешность. Наряду с общим значением запасов газа удастся получить их распределение по сетке размещения скважин и динамику изменения дренируемых запасов во времени.

Исходя из этого предположения, методика определения запасов состоит в обработке результатов по формуле

$$\frac{p_{плi}}{z_{плi}} = \frac{p_{ни}}{z_{ни}} - \frac{Q_{\Delta i}}{\Omega_i} f_i, \quad (2.80)$$

где $p_{плi}$ — пластовое давление i -й скважины; $Q_{\Delta i}$ — количество добытого газа i -й скважины; Ω_i — объем дренажа i -й скважины; f_i — температурные поправки.

По результатам этой обработки определяются Ω_i и $Q_{\Delta i}$, суммируя которые находят объем порового пространства пласта и запасы пласта.

Сумма определенных таким образом запасов газа по каждой скважине будет соответствовать минимальным общим запасам в залежи.

При использовании указанного метода получаемые запасы

соответствуют, как правило, минимальным общим запасам газа. Для определения более достоверных значений общих запасов газа можем воспользоваться следующим приемом. Определяем запасы газа по каждой скважине на различные даты с учетом ввода их в эксплуатацию. Далее строим кривую зависимости общих запасов газа от числа скважин с учетом ввода их в эксплуатацию, которая с увеличением числа скважин будет выполаживаться и затем пойдет параллельно оси. Этот момент будет соответствовать достоверным общим запасам газа в залежи. Постоянный рост Q_z от n свидетельствует о том, что постепенно включаются в работу новые участки или проявляется водонапорный режим. При этом в зависимости от влияния указанных факторов можем получить как заниженные, так и завышенные значения общих запасов.

Рассмотрение и анализ зависимостей Q_A от $p_{пл}/z$ по каждой скважине с учетом ввода в эксплуатацию и дебитов могут дать весьма важные данные о взаимодействии скважин в процессе разработки месторождения.

На практике может и не получиться прямолинейной зависимости между $p_{пл}/z_i$ от Q_{Ai} . Это свидетельствует о том, что объем дренажа скважин изменяется во времени, что может быть связано с расширением этой зоны в течение первой фазы или сокращением ее вследствие ввода в эксплуатацию соседних скважин. Тогда может получиться, что прямолинейной зависимость будет на конечном участке. Таким образом, при обработке кривых падения давления по каждой скважине необходимо тщательно проанализировать весь период работы ее с учетом ввода соседних.

Под удельным объемом дренирования понимают некоторый объем пласта, обрабатываемый отдельным вскрытым интервалом, одной скважиной или группой скважин в рассматриваемый момент времени. В общем случае этот объем является переменным во времени и зависит от геометрии залежи, распределения коллекторских свойств, системы размещения эксплуатационных скважин, времени ввода их в эксплуатацию, изменения дебитов, наличия вне- и внутрипластовых источников газа, вторжения или закачки в пласт воды или других агентов, а также деформации пласта.

При неравномерном размещении скважин на площади залежи, особенно в случае их концентрированного размещения, последние имеют общие (для двух или нескольких скважин) объемы дренирования. При этом геометрия фильтрационных потоков пластовых флюидов такова, что выделить

изолированные объемы дренирования пласта отдельными скважинами не представляется возможным. Другими словами, группы скважин имеют общие объемы дренирования, разделяющиеся только в области формирования депрессионных воронок отдельных скважин. Тем не менее эти общие для группы скважин объемы дренирования можно условно разделить на доли, относящиеся к отдельным скважинам, пропорционально дебитам последних.

Строго говоря, величина Ω_i является функцией времени $\Omega_i(t)$. Она зависит от числа и темпа вводимых новых скважин, преодоления НФС, вызванных капиллярными силами и зависящих от проницаемости, что приводит к разновременному вводу в разработку прослоев с различными коллекторскими свойствами. Анализ материалов по $\Omega_i(t)$ вместе с гидродинамическими; АГДМ и геофизическими исследованиями скважин позволяет надежно контролировать режим работы скважин путем ежегодного уточнения $\Omega_i(t)$ и $Q_{кр}(t)$.

По существу, идет речь о новом подходе к разработке месторождений, в котором при расчетах основных показателей разработки и практического технологического режима учитываются в компьютерных моделях изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления $a(t)$ и $b(t)$, входящих в формулу (1.7), $\Omega_i(t)$, $Q_{кр}(t)$ по результатам ежегодных исследований и данных эксплуатации.

В настоящее время С.В. Колбиковым разработан новый метод определения запасов газа [9], основанный на дифференциальном уравнении истощения удельного объема дренирования. Этот метод учитывает изменение во времени удельных объемов дренирования.

Метод основан на дифференциальном уравнении истощения удельного объема дренирования [9]:

$$\frac{\partial(p_i(t)/z(p_i))}{\partial q_{доб_i}(t)} = -\frac{p_0 T_{пл}}{T_0 \alpha \omega_i(t)}, \quad (2.81)$$

где $p_i(t)$ — пластовое давление для i -й скважины в момент времени t ; $z(p_i)$ — коэффициент сверхсжимаемости газа; $\alpha \omega_i(t)$ — удельный газонасыщенный поровый объем пласта, дренируемый i -й скважиной в момент времени t ; $q_{доб_i}(t)$ — суммарная добыча газа из i -й скважины в момент времени t .

Сущность предлагаемого метода сводится к следующему. Газовая залежь с неизвестной величиной запасов Q_3 разрабатывается системой из N произвольно расположенных скважин при газовом режиме. Некоторая i -я скважина в момент времени t дренирует объем пласта $\alpha \omega_i(t)$. Значение этого объ-

ема можно определить на основе анализа фактической зависимости $p_i/z(p_i) = f(q_{\text{доб}i}(t))$ с учетом уравнения (2.81). Для этого интервал времени $[0, T]$, соответствующий периоду истории разработки залежи, разбивается на шаги Δt . Для каждого временного шага проводится касательная к точке зависимости $p_i/z(p_i) = f(q_{\text{доб}i}(t))$, соответствующей моменту времени t , который должен характеризоваться отличным от нуля дебитом. Значение удельного объема дренирования $\alpha\omega_i(t)$ можно найти с помощью численного аналога уравнения касательной (2.81)

$$\alpha\omega_i(t) = -\frac{p_0 T_{\text{пл}} \Delta q_{\text{доб}i}(t)}{T_0 \Delta(p_i/z(p_i))}. \quad (2.82)$$

Таким образом, имея фактическую зависимость приведенного пластового давления от добычи газа $p_i/z(p_i) = f(q_{\text{доб}i}(t))$ для i -й скважины, по уравнению (2.82) можно вычислить динамику удельного объема дренирования $\alpha\omega_i(t)$ для периода фактической эксплуатации скважины.

Суммирование удельных объемов дренирования по всем действующим в момент времени t скважинам позволит получить общий дренируемый газонасыщенный объем залежи $\alpha\Omega(t)$ в рассматриваемый момент времени

$$\alpha\Omega(t) = \sum_{i=1}^N \alpha\omega_i(t).$$

Определение дренируемого объема залежи для всех временных слоев истории разработки дает возможность построить интегральную кривую $\alpha\Omega = \alpha\Omega(t)$, которая характеризует динамику дренируемого объема залежи во времени. Анализ интегральной кривой позволяет относительно легко определить переход разработки залежи во вторую фазу, характеризующуюся относительно полным охватом газонасыщенного объема залежи дренированием. Это дает возможность определять начальные запасы газа, соответствующие полному дренируемому объему пласта [10].

2.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ СКВАЖИН

В практике разработки газовых месторождений широко используется опытная и опытно-промышленная эксплуатация месторождений. Одной из основных задач при этом является оценка запасов газа по методу падения давления, в основе

которого, как известно, лежит уравнение материального баланса. Этот метод в ряде случаев пока оказывается единственным методом, способным дать объективную оценку запасов газа. Однако использование этого метода сопряжено с известными трудностями, заключающимися в необходимости определения давления, средневзвешенного по объему порового пространства. Этот недостаток проявляется особенно при малом числе скважин, т.е. как раз в период опытной и опытно-промышленной эксплуатации. В этом случае на месторождении образуются значительные зоны, в которых нет скважин и, следовательно, неизвестно пластовое давление. Кроме того, встречаются месторождения с настолько сложным строением, что даже при большом числе эксплуатационных скважин очень трудно взвешивать давление по объему.

Приведем результаты практического использования данных эксплуатации скважин (изменение пластовых или забойных давлений, а также дебитов) для определения запасов газа как однопластовых, так и многопластовых газовых месторождений, резко неоднородных по фильтрационным параметрам и различных по форме [11].

Рассмотрены: различные режимы работ единичных и совместно работающих скважин при последовательных остановках и включениях скважин, а также изменяющихся во времени дебитах; изменение зон дренажа в процессе эксплуатации однопластовых и многопластовых месторождений; связь между дебитами скважин и объемами зон дренирования. Сопоставлены результаты подсчетов запасов кругового однородного пласта, эксплуатируемого центральной скважиной при линейном и нелинейном законах фильтрации газа в пористой среде.

Процесс неустановившейся фильтрации идеального газа в недеформируемой пористой среде с учетом линеаризации Лейбензона описывается уравнением [12]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial z} \right) = \frac{m}{p} \frac{\partial p^2}{\partial t}, \quad (2.83)$$

где $\frac{k}{\mu} = \frac{k}{\mu}(x, y, z)$ — проводимость пласта; p — средневзвешенное по объему пласта давление; $k = k(x, y, z)$ — проницаемость; $\mu = \text{const}$ — вязкость газа; $m = m(x, y, z)$ — пористость; $p = p(x, y, z)$ — давление; t — продолжительность фильтрационных процессов.

Объем порового пространства

$$\Omega = \frac{2Q\tilde{p}dt}{dp^2}.$$

Поскольку запасы газа $V_{\text{зап}} = p_{\text{н}}\Omega$, где $p_{\text{н}}$ — начальное пластовое давление, то

$$V_{\text{зап}} = \frac{2p_{\text{н}}Q\tilde{p}dt}{dp^2}.$$

Учитывая то, что запасы газа оцениваются при отборах, как правило не превышающих 5–10 % $V_{\text{зап}}$, можно с некоторым приближением считать, что $p_{\text{н}} \approx \tilde{p}$. Тогда

$$V_{\text{зап}} = \frac{2p_{\text{н}}^2Qdt}{dp^2}. \quad (2.84)$$

Приближенно учитывается изменение \tilde{p} при использовании формулы

$$V_{\text{зап}} = \frac{2p_{\text{н}}^2Qdt}{dp^2} \left(1 - \frac{Qt}{V_{\text{зап}}} \right). \quad (2.85)$$

На основе изложенного идея метода определения запасов газа может быть сформулирована следующим образом. По данным наблюдения и измерения скорости падения давления на забоях скважин запасы газа месторождений можно оценить по формуле (2.85).

В работе [13] было получено приближенное решение задачи о работе газовой скважины, расположенной в центре однородного кругового изолированного пласта.

Изменение забойного давления во времени описывается следующими формулами.

Для периода времени, когда $t \leq t_0$ (первая фаза), при $Q \leq Q_{\text{кр}}$

$$p_{\text{н}}^2 - p_3^2(t) = aQ(t) + \beta Q(t)\varphi(t); \quad (2.86)$$

при $Q > Q_{\text{кр}}$

$$p_{\text{н}}^2 - p_3^2(t) = aQ(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t) + \beta Q(t)\varphi(t) - \bar{b}Q_{\text{кр}}Q(t), \quad (2.87)$$

где $p_{\text{н}}$, p_3 — начальное и забойное давления; $Q(t)$ — дебит скважин в момент времени t ;

$$a = \beta \lg \frac{2,05\kappa}{R_{\text{с пр}}^2}; \quad (2.88)$$

$$\beta = 1,15 \frac{\mu p_{\text{ар}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}};$$

$$\varphi(t) = \lg \frac{Q_A}{Q(t)}; Q_A = \int_0^t Q(t) dt; \kappa = \frac{kp_0}{m\mu}; R_{c \text{ пр}} = R_c e^{-c};$$

$$\bar{Q}(t) = \left[Q(t) - Q_{\text{кр}} \ln \frac{Q(t)}{Q_{\text{кр}}} \right],$$

где $p_{\text{ат}} = 0,1013$ МПа; $T_{\text{ст}} = 293$ К; $T_{\text{пла}}$ — пластовая температура; z — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p = p_{\text{пла}}$ и $T = T_{\text{пла}}$; R_c — радиус скважины; c — коэффициент, характеризующий качество вскрытия пласта; b — коэффициент в трехчленной формуле стационарного притока газа, характеризующий отклонение от закона Дарси.

Для случая $b = 0$; $c = 0$ и $Q = \text{const}$

$$p_0^2 - p_3^2(t) = \beta Q \lg \frac{2,05\kappa t}{R_c^2}. \quad (2.89)$$

Для периода времени $t \geq t_0$ (вторая фаза) изменение забойного давления описывается формулами:

при $Q \leq Q_{\text{кр}}$

$$p_0^2 - p_3^2(t) = aQ(t) + \delta Q_A - \delta_1 Q_A^2; \quad (2.90)$$

при $Q > Q_{\text{кр}}$

$$p_0^2 - p_3^2(t) = aQ(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t) + \delta Q_A - \delta_1 Q_A^2 - \bar{b}Q_{\text{кр}}Q(t), \quad (2.91)$$

где

$$a = \frac{\beta}{1,15} \ln \frac{R_{\text{пр}}}{R_{c \text{ пр}}};$$

$$R_{\text{пр}} = 0,223 R_{\text{к}}; \quad (2.92)$$

$$\delta = p_0^2 / V_{\text{зап}}; \quad (2.93)$$

$$\delta_1 = 2 p_0^2 / V_{\text{зап}}^2;$$

$V_{\text{зап}}$ — запасы газа в пласте.

Для случая $Q = \text{const}$ формула (2.90) принимает вид

$$p_0^2 - p_3^2(t) = aQ + \frac{2p_{\text{н}}^2 Q}{V_{\text{зап}}} t - \frac{p_{\text{н}}^2 Q^2}{V_{\text{зап}}^2} t^2. \quad (2.94)$$

Параметр, входящий в коэффициент a , $R_{\text{пр}} = 0,5 R_{\text{к}}$. Из формулы (2.94)

$$\left| \frac{dp_3^2}{dt} \right| = \frac{2p_{\text{н}}^2 Q}{V_{\text{зап}}} \left[1 - \frac{Qt}{V_{\text{зап}}} \right]. \quad (2.95)$$

Обычно на практике при определении запасов газа по падению давления параметр

$$\frac{Qt}{V_{\text{зап}}} = \frac{Q_{\text{доб}}}{V_{\text{зап}}} < 0,1.$$

Тогда с достаточной степенью точности можно записать

$$\left| \frac{dp_3^2}{dt} \right| = \frac{2p_n^2 Q}{V_{\text{зап}}}. \quad (2.96)$$

При этом в качестве первого приближения используется уравнение (2.96), затем проводится уточнение по формуле (2.95) и т.д.

Из уравнения (2.96) видно, что темп падения квадрата забойного давления характеризуется (при прочих равных условиях p_n и Q) только запасами газа.

Найдем величину $\frac{dp_3^2}{dt}$ для первой фазы из формулы (2.89)

$$\left| \frac{dp_3^2}{dt} \right| = \frac{\beta Q}{2,3t} \quad (2.97)$$

или

$$\frac{dp_3^2}{dt} = \frac{1,125 p_n^2 Q}{V_{\text{АП}}},$$

где

$$V_{\text{АП}} = \pi m h \frac{p_n}{z p_{\text{ат}}} \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}} R_{\text{пр}}^2; \quad (2.98)$$

$V_{\text{АП}}$ — запасы газа, заключенные в цилиндре радиусом $R_{\text{пр}}$.

Таким образом, если кривую стабилизации обработаем по формуле (2.96), то получим изменяющиеся во времени запасы газа $V_{\text{АП}}(t)$, которые для второй фазы стабилизируются и становятся равными $V_{\text{АП}}(t) = V_{\text{зап}}$. Если в формулу (2.98) подставить значение $R_{\text{пр}}^2$, то получим, что для первой фазы изменение $V_{\text{АП}}$ будет прямо пропорционально времени, т.е. зависимость $V_{\text{АП}} = V_{\text{АП}}(t)$ будет иметь прямолинейный вид. Найдем эту зависимость, исходя из того, что $V_{\text{АП}}$ определяется по формуле (2.96). Из уравнения (2.96) с учетом уравнений (2.97) и (2.88) получим

$$\bar{V}_{\text{АП}} = \frac{V_{\text{АП}}}{V_{\text{зап}}} = 4\pi \frac{kh}{\mu} \frac{p_n}{\Omega_0} t, \quad (2.99)$$

где $V_{\text{зап}}$, Ω_0 — запасы газа и объем порового пространства пласта.

Для пластов сложного строения (неоднородных с произвольным расположением скважин и т.д.) зависимость (2.99) соблюдается только для начального периода, когда зоны разной проницаемости и границы пласта еще не имеют влияния.

Используя предложенное в [13] соотношение между квадратом среднего давления и средним квадратом давления, можно показать справедливость предлагаемой методики и для более сложных моделей пласта.

В работе [14] получена формула для распределения давления в пласте произвольной формы с одной произвольно расположенной скважиной. Полученная формула сводится к формуле (2.94), в которой необходимо принять $\ln R_{\text{пр}} = F + \ln 0,473$, где F — функция влияния формы границ пласта и положения скважины, постоянная во времени (для кругового пласта и центральной скважины $F = \ln R_k$).

Для расчета забойных давлений системы произвольно расположенных скважин в неоднородном пласте произвольной формы

$$p_{\text{н}}^2 - p_{\text{з}}^2(t) = \delta \bar{Q}_A - \delta_1 Q_A^2 + a_i(t) Q_i(t) + \sigma(t), \quad (2.100)$$

где $p_{\text{з}}$, Q_i — забойное давление и дебит i -й скважины соответственно;

$$\bar{Q}_A = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{Ai};$$

$a_i(t)$ — коэффициент, характеризующий местоположение скважины и зависящий от расстановки и дебитов соседних скважин;

$$\sigma(t) = \sum_{i=1}^{i=n} a_i Q_i,$$

где $\sigma(t)$ — функция, зависящая от положения, числа и дебитов соседних скважин.

В случае $Q = \text{const}$ и $n = \text{const}$ параметры $a_i = \text{const}$ и $\sigma = \text{const}$. Тогда по формуле (2.100) можно определять запасы газа всего месторождения, т.е.

$$\left| \frac{dp_{\text{зи}}^2}{dt} \right| = \delta \sum_{i=1}^{i=n} Q_i = 2p_{\text{н}}^2 \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}{V_{\text{зап}}}. \quad (2.101)$$

Из формулы (2.101) следует, что темп падения при постоянных дебитах и постоянном числе скважин одинаков для

всех скважин. А это может быть только в том случае, если объемы (запасы) дренирования для каждой скважины становятся пропорциональными их дебитам, т.е.

$$\frac{Q_i}{V_{\text{зап}i}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}{V_{\text{зап}}}, \quad (2.102)$$

где

$$V_{\text{зап}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{\text{зап}i}.$$

Из (2.101) и (2.102) следует, что по кривым стабилизации можно определять запасы, дренируемые каждой скважиной:

$$\left| \frac{dp_{3i}^2}{dt} \right| = 2p_{\text{н}}^2 \frac{Q_i}{V_{\text{зап}i}}. \quad (2.103)$$

Из формулы (2.103) следует, что этот метод может быть использован и для системы скважин при неизменных технологических условиях работы (дебиты, число скважин, их расположение и т.д.). При изменении условий будут меняться и зоны дренажа каждой скважины. Можно предположить, что изменение этих зон таково, что в итоге будут получаться суммарные запасы газа. При одновременном пуске нескольких скважин, используя соотношение (2.103), можно следить за изменением зон дренажа каждой скважины.

На модели изучалось влияние неоднородности пласта и режимов работы скважин на результаты подсчета запасов газа по кривым стабилизации.

Модель (рис. 2.12) представляет собой однопластовое месторождение пористостью по основной площади 0,2. На площади имеются зоны с пористостью 0,4. Все месторождение разбито на три зоны с различной проницаемостью: 0,1 мкм² (25 % по объему), 0,2 мкм² (25 %) и 1 мкм² (50 %). На месторождении расположены три скважины. Работа каждой скважины осуществляется с дебитами 1 млн. м³/сут.

На рис. 2.13 показаны кривые стабилизации для одиночной работы каждой скважины и при совместной работе. По этим кривым были определены запасы, дренируемые каждой скважиной. Полученные значения (в % от суммарных) запасов приведены на рис. 2.14 (раздельная эксплуатация), а также на рис. 2.15 (совместная эксплуатация). Для совместной эксплуатации на рис. 2.16 дано изменение суммарных запасов во времени. Из анализа полученных материалов можно сделать следующие выводы.

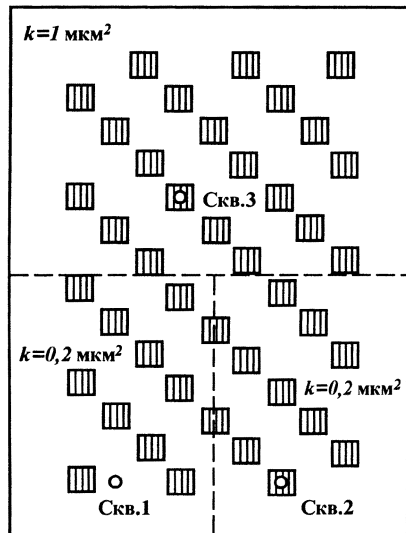


Рис. 2.12. Схема модели. Заштрихованы зоны с пористостью 0,4 мкм²

При раздельной эксплуатации независимо от положения скважины с отбором газа 3 % от запасов (см. рис. 2.14) имеется возможность определить запасы всего пласта. Наиболее короткий срок для полной оценки запасов получен для скв. 3, которая находится в зоне с лучшей проницаемостью.

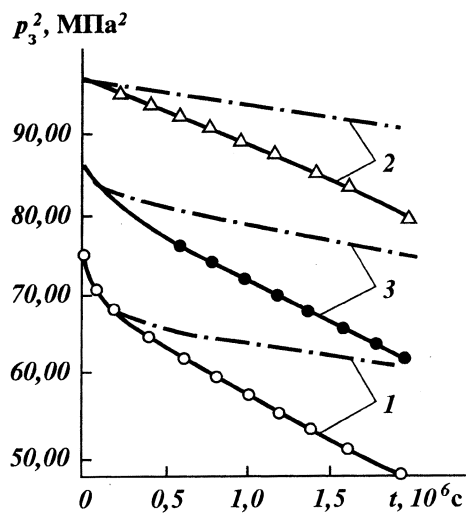


Рис. 2.13. Кривые стабилизации при раздельной (сплошная линия) и совместной (штрихпунктир) работе скважин:
1 — скв. 2; 2 — скв. 3; 3 — скв. 1

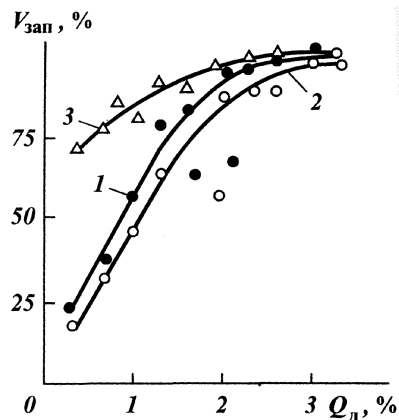


Рис. 2.14. График изменения зон дренажа при раздельной эксплуатации скважин с постоянными дебитами:
1 — скв. 1; 2 — скв. 2; 3 — скв. 3

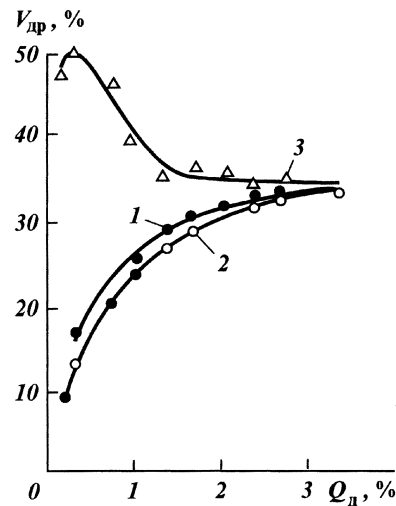


Рис. 2.15. График изменения зон дренажа при совместной работе трех скважин с постоянными дебитами:
1 — скв. 1; 2 — скв. 2; 3 — скв. 3

При совместной эксплуатации зоны дренажа по скважинам ведут себя различно (см. рис. 2.15). Так, по скв. 1, 2 они все время возрастают, а по скв. 3 зона дренажа сначала возрастает (до 50 %), а затем снижается. Полные запасы пласта при совместной работе всех скважин оцениваются примерно для того же периода времени, что и при раздельной эксплуатации одной скважины. Добытое количество газа, необходимое для подсчета запасов, оказывается в 3 раза большим.

Остановка одной из скважин приводит к изменению кривых стабилизации соседних скважин таким образом, что объем зоны дренирования по ним увеличивается. Однако по-

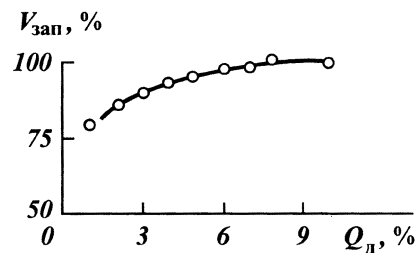


Рис. 2.16. График изменения суммарной зоны при совместной работе трех скважин с постоянными дебитами

сле всех остановок зоны дренажа стремятся к стабильным и равным 33,3 %.

Сопоставление данного метода определения запасов с известными (по падению пластового давления) показывает, что он обладает следующими достоинствами:

не требует специальных остановок скважин при наличии данных об изменении забойных давлений и дебитов по скважинам;

дает возможность определять запасы газа многопластовых месторождений сложного строения при использовании как забойных, так и пластовых давлений, причем для получения последних достаточны кратковременные остановки скважин (при одинаковом времени остановки каждой скважины);

не требуется знать то количество газа, которое было отобрано (или выпущено в атмосферу) до пуска скважин в эксплуатацию (предполагается, что до начала эксплуатации отбирается не более 5 % запасов газа месторождения).

2.9. ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗВЕДКИ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПЫТНОЙ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Открытие ряда крупных газоносных провинций и ввод в разработку значительного количества газовых и газоконденсатных месторождений, создание разветвленной сети магистральных газопроводов, охватывающей значительную часть территории России, успехи, достигнутые в области гидродинамики, геофизики, и накопленный опыт проектирования и разработки месторождений позволяют улучшить и коренным образом изменить подход к промышленной разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Задачей промышленной разведки газовых и газоконденсатных месторождений является установление характера и размеров отдельных залежей и месторождения в целом, распространения продуктивных горизонтов и изменения коллекторских свойств пласта по площади и толщине пласта, запасов и характеристики газа и конденсата и других параметров, необходимых для последующего проектирования разработки месторождения и получаемых путем проведения и обобщения материалов бурения скважин, отбора керна, полного комплекса геофизических, акустико-гидродинамических, гидродинамических, термодинамических и физико-химиче-

ских исследований, пробной, опытной и опытно-промышленной эксплуатации.

Не рассматривая всех вопросов промышленной разведки, остановимся только на некоторых основных аспектах комплексной разведки месторождений, способах подсчета запасов газа, в том числе с использованием гидродинамических исследований, опытной и опытно-промышленной эксплуатации.

Большое значение для крупных газовых месторождений имеют сокращение сроков промышленной разведки, подготовка исходных данных для проектирования разработки и скорейший их ввод в промышленную разработку с минимальной затратой материальных средств. После получения газа в первых разведочных скважинах задача об оконтуривании газового или газоконденсатного месторождения значительно упрощается и часто достаточно одной скважины, в которой для данного горизонта измерено пластовое давление водяной и газовой частей залежи. Исключения составляют газосычие залежи с наклонным газоводяным контактом и с промышленной нефтяной оторочкой при сложном геологическом строении, наличии тектонических нарушений и резкой литологической изменчивости пород по площади и мощности пласта.

Для определения по первой пробуренной скважине типа залежи, а именно, относится она к газовой и газоконденсатной или газонефтяной, предложен метод, состоящий в отборе проб и анализе газа из газовых частей залежей с последующим сопоставлением полученных результатов анализа газа по значению отношения iC_4/nC_4 . Для газовых месторождений $iC_4/nC_4 > 1$ колеблется в пределах от 1,1 до 4. Для газоконденсатных месторождений $iC_4/nC_4 \approx 1$ и колеблется в пределах от 0,9 до 1,05. Для попутного газа и газа газовых шапок нефтяных и газоконденсатнонефтяных месторождений $iC_4/nC_4 < 1$ и колеблется в пределах от 0,5 до 0,8 [6]. Там же изложена его модификация, расширяющая его возможности.

Предложенный метод был проверен по данным многих месторождений.

Применение данного метода дает возможность не только отказаться от бурения скважин для оконтуривания залежей, но и уже по первым скважинам, вскрывшим только кровлю пласта, определить, относится ли данное месторождение к газовому, газоконденсатному или газонефтяному. Это позволяет в дальнейшем правильно предусмотреть необходимый комплекс работ по последующей разведке и возможность

быстрейшего ввода месторождения в опытную или опытно-промышленную эксплуатацию.

Можно значительно удешевить и ускорить процесс промышленной разведки газовых и газоконденсатных месторождений путем широкого использования полного комплекса геофизических, гидродинамических, термодинамических и физико-химических исследований разведочных скважин с практически повсеместным применением опытной и опытно-промышленной эксплуатации.

Например, повсеместное применение в разведочных скважинах до спуска обсадных колонн испытателей пластов, обеспечивающих полный комплекс гидродинамических и других исследований и широкое использование методов интенсификации притока, весьма повысит эффективность разведочных работ. Превращение опытной или опытно-промышленной эксплуатации в непрерывный процесс исследований позволит также получить необходимые исходные данные для подсчета запасов и разработки месторождений.

Под пробной эксплуатацией месторождения мы понимаем временную эксплуатацию скважин в течение суток и более в процессе опробования и испытания с целью их очистки от глинистого раствора, для уточнения параметров пласта и рабочих дебитов разведочных скважин по результатам гидродинамических методов исследования. Опытная эксплуатация проводится для уточнения продуктивной и эксплуатационной характеристики скважин, условий работы наземных промысловых сооружений и подсчета запасов газа по падению давления и осуществляется путем перепуска газа в вышележащие газоносные и водоносные пласты. Перед опытно-промышленной эксплуатацией ставятся те же задачи, что и перед опытной, но только газ из разведочных скважин направляется для использования потребителям. Приступать к осуществлению опытной и опытно-промышленной эксплуатации месторождения можно при уверенности, что отсутствует нефтяная оторочка, имеющая промышленное значение, и когда для газоконденсатного месторождения не предусматривают с самого начала его разработку с поддержанием давления.

Таким образом, опытная и опытно-промышленная эксплуатация являются завершающим этапом комплексной промышленной разведки и началом разработки месторождения.

В процессе опытной и опытно-промышленной эксплуатации уточняются оптимальные рабочие дебиты скважин, запасы газа и режим. При опытно-промышленной эксплуатации предусматривается подключение месторождения к близко

расположенным действующим газопроводам или сооружение газопроводов местного значения.

На проведение опытной и опытно-промышленной эксплуатации должен составляться соответствующий проект, в котором, по существу, содержатся основные положения обычного проекта разработки, исходя из оценочных данных о строении месторождения, а газодинамические расчеты основных показателей разработки проводятся для нескольких вариантов возможных запасов газа и отборов. Кроме того, должна составляться программа доразведки месторождения, исследований и наблюдений.

Метод определения запасов газа по падению давления и определение положения газодляного контакта по данным измерений пластового давления (см. гл. 3) можно применять в процессе опытной и опытно-промышленной эксплуатации при наличии двух и более скважин.

Имеется возможность превратить опытную и опытно-промышленную эксплуатацию в непрерывный процесс исследования и тем самым уже в условиях первой фазы не только оценить запасы газа, но и определить все необходимые другие параметры пласта: проницаемость, коэффициент емкости коллектора, зоны выклинивания, энергосберегающий (критический) дебит и т.д. [6].

Период комплексной разведки опытно-промышленной эксплуатации зависит от многих факторов, в том числе от объема добычи газа, режима работы скважин, геологического строения месторождения, и устанавливается на основании соответствующих расчетов. Таким образом, комплексный проект разведки и опытно-промышленной эксплуатации представляет собой проект промышленной разведки месторождений, осуществляемый при помощи бурения разведочных скважин, применения как полного комплекса современных методов исследования пластов и скважин, так и применения опытной и опытно-промышленной эксплуатации. На базе комплексного проекта составляется технический проект наземных сооружений для опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Основные положения методики составления комплексных проектов опытно-промышленной эксплуатации впервые были рассмотрены на примере Шебелинского месторождения в 1964 г. Во ВНИИГАЗе в последующем по этой методике были составлены комплексные проекты опытно-промышленной эксплуатации Вуктыльского месторождения, расположенного в Республике Коми, Тазовского, Уренгойского, Губкинского

месторождений Тюменской области и многих др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 2

1. Лисовский Н.Н., Немченко Н.Н., Зыкин Н.Я. и др. Совершенствование классификации ресурсов и запасов нефти и газа. — М.: Изд-во ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.
2. Кортаев Ю.П., Мирончев Ю.П., Гацулаев С.С. Ресурсы природного газа // Эпоха метана не миф, а реальность. — М.: изд. МТЭА, 1996. — Кн. 1.
3. Кортаев Ю.П., Войтов Г.И., Николаевский В.Н. Научный взрыв природного газа // Эпоха метана не миф, а реальность. — М.: изд. МТЭА, 1996. — Кн. 2.
4. Кортаев Ю.П. Природный газ — доминанта современной и будущей энергетики России и Мира. Акад. чтения ГАНГ им. И.М. Губкина // Нефть и газ. — 1996. — Вып. 5.
5. Кортаев Ю.П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1968.
6. Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. — М.: Недра, 1998.
7. Кортаев Ю.П. Избранные труды: В 3-х т. — М.: Недра, 1996. — Т. 1;; 1998. — Т. 2.
8. Воробьев Б.С., Кортаев Ю.П., Почуева Е.А. Рациональные методы разведки и подсчета запасов газовых месторождений // Газовая промышленность. — 1959. — № 6.
9. Колбиков С.В. Подсчет начальных запасов газа методом динамических удельных объемов дренирования // Обзор информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: изд. ИРЦ Газпром, 1996.
10. Колбиков С.В. Методы подсчета запасов по падению пластового давления // Газовая промышленность. — 1999. — № 1.
11. Кортаев Ю.П., Гутенмахер Л.И., Требин Ф.А., Зотов Г.А., Поляков Ю.А. Определение запасов по данным опытной эксплуатации системы скважин. — М.: Недра, 1970.
12. Лейбензон Л.С. Собрание трудов // Подземная гидродинамика. — М.: изд. АН СССР, 1963. — Т. 1.
13. Зотов Г.А. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин: Дис. канд. техн. наук. — М., 1966.
14. Малых А.С. О приближенном расчете распределения в газоносном пласте при разработке его системой скважин // НТС по геологии, разработке, транспорту и использованию природного газа. — М.: Недра, 1968. — Вып. VII.
15. Кортаев Ю.П., Зотов Г.А., Кичиев К.Д. Методика проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1966.



ДОЛГОСРОЧНАЯ МОДЕЛЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Значимость природного газа для всей экономики стремительно повышается, и если процесс освоения и использования ресурсов природного газа не оптимизировать с позиции всего цикла, то можно нанести значительный ущерб рациональному использованию его ресурсов.

Анализ работ, в которых изучаются принципиальные основы решения оптимальных проблем развития всего топливно-энергетического комплекса, а также газоснабжения различных стран и регионов, приводит к заключению, что эффективное использование газовых ресурсов невозможно без построения количественных моделей оптимизации освоения всех запасов углеводородного сырья. При этом необходимо учитывать весь срок разработки всех месторождений.

В этой связи формулируется задача оптимального комплексного использования всех запасов природных газов, на основании исследований, проведенных С.С. Гацулаевым совместно с одним из авторов настоящей книги [4, 5].

3.1. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ЭФФЕКТИВНОГО КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗА

Процесс освоения месторождений природного газа связан со многими отраслями экономики главным образом через трудовые, научно-исследовательские, конструкторские, проектные, материальные, валютные и топливно-энергетические ресурсы. Одновременно он связан с условиями социального по-

рядка и природопользования. Поэтому формально процесс освоения должен оптимизироваться в составе всей экономики страны. Такая постановка задачи, конечно, нереализуема. Чтобы сделать задачу реализуемой, процесс освоения и потребления ресурсов природного газа следует рассматривать в рамках поисково-разведочных работ, обустройства, разбуривания и эксплуатации газовых месторождений, создания и эксплуатации газотранспортных систем. Связь выделенной таким образом системы использования газа с остальной частью экономики будет осуществляться в форме зависимости эффективности использования газа от темпов потребления, а также зависимости стоимости расходуемых ресурсов от интенсивности и времени их реализации. Предполагается, что эта система будет базироваться на среднесрочных отраслевых и региональных проектных решениях по организации, разведке и разработке групп и отдельных месторождений. Между совокупностью этих решений и моделью оптимизации использования ресурсов газа действует двусторонняя связь. С одной стороны, модель оптимизации обеспечивает указанные решения основной управляющей информацией — динамикой отраслевой добычи, а с другой — получает от них данные, по которым система может вычислять агрегированные экономические и технологические показатели.

3.2. ОСОБЕННОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗА

Процесс использования ресурсов природного газа состоит из разведки, обустройства месторождения, добычи, транспортировки и потребления.

При решении данной задачи следует рассматривать весь срок использования запасов природного газа. Представление о ресурсах природного газа в значительной степени неопределенно и может быть дано только в вероятностных терминах.

В каждый момент времени можно говорить о количестве разведанных запасов (промышленных категорий $A + B + C_1$) z_p и неразведанных запасах z_n (категории $C_2 + D_1 + D_2$).

При этом количество разведанных запасов известно с достаточной достоверностью, а количество неразведанных запасов можно описывать только вероятностно.

С точки зрения потоков масс природного газа и инфор-

мации о состоянии их за цикл полного использования его запасов, удобно этот процесс формализовать как процесс перевода:

1) неразведанных запасов $z_{нт}$ в разведанные z_{pt} (поиск и разведка);

2) разведанных запасов в обустроенные z_{ot} и необустроенные забалансовые z_{zt} ;

3) разрабатываемых запасов z_{ot} в добычу Q_t и остаточные запасы выработанных месторождений $z_{ит}$.

Принимается, что добытый газ и его компоненты транспортируются и используются потребителями практически без складирования.

Рассмотрим предлагаемую схему движения ресурсов природного газа в процессе их освоения и применения. Начальное состояние цикла использования газа при $T = 0$ характеризуется

$$z_{н} = z_{пн}(z_{pt}, z_{zt}, z_{ит}, z_{ot}, q) = 0. \quad (3.1)$$

Конечное состояние цикла при $T = T_k$

$$z_{пн} = 0; z_z = z_{zk}; z_o = z_{ок}; Q = Q_k \quad (3.2)$$

где $z_{пн}$ — начальные прогнозные ресурсы газа; z_{zk} , $z_{ок}$, Q_k — конечное состояние запасов z_{zt} , z_o и добычи Q .

Интенсивность поисков и разведки (процесс перевода $z_{пн} \rightarrow z_p$) при рациональном ведении работ зависит от темпов ассигнований на процесс и эффективности самого процесса.

Эффективность процесса использования природного газа рассматривается как функция разведанности запасов

$$\rho_t = z_{pt}/z_{пн} \quad (3.3)$$

где ρ_t — степень разведанности прогнозных ресурсов газа; z_{pt} — разведанные запасы газа в текущий момент времени.

Срок разведки среднего месторождения (или лаг разведки L_p) характеризует интенсивность процесса: с момента начала разведочных работ до получения соответствующего прироста разведанных запасов требуется определенный период. Он может быть сокращен путем увеличения темпа разведки (годового разведочного метража) и, следовательно, большей себестоимостью разведки.

Процесс обустройства разведанных месторождений аналогичным образом характеризуется разрывом во времени между началом строительства и эксплуатацией месторождения (лаг обустройства L_o).

При этом ассигнования на обустройство разведанных за-

пасов в момент времени t зависят от объема необустроенных разведанных запасов $z_{\text{hot}t}$ т.е.

$$z_{\text{hot}t} = z_{\text{pt}} - z_{\text{zt}} - z_{\text{ot}t} \quad (3.4)$$

где z_{pt} — разведанные запасы газа; z_{zt} — забалансовые разведанные запасы (нерентабельные на момент времени t по экономическим соображениям); z_{ot} — обустроенные разведанные запасы, характеризующиеся степенью обустроенности запасов

$$W_t = z_{\text{ot}}/z_{\text{п}} \quad (3.5)$$

и лагом обустройства L_o . При этом интенсификация работ по обустройству месторождения увеличивает удельные затраты на обустройство.

При эксплуатации месторождения обустроенные запасы

$$z_{\text{ot}} = z_{\text{pt}} - z_{\text{hot}} - z_{\text{zt}} - z_{\text{vt}} - Q_t \quad (3.6)$$

вырабатываются в течение срока разработки среднего месторождения T_3 . По такому же принципу вычисляются ассигнования на создание и удельные затраты на эксплуатацию транспортной системы.

Следовательно, суммарные затраты на разведку, разработку и транспорт определяются в зависимости от вычисляемых в ходе расчета вариантов развития отрасли степени разведанности ρ_t и степени обустроенности W_t ресурсов природного газа. Рассчитанный таким образом вариант оптимизируется по максимуму экономического интегрального дисконтированного эффекта. В состав оптимизируемых параметров входят:

коэффициенты, характеризующие темп ассигнований на разведку как годового звена системы ($A_{\text{po}}, A_{\text{pt}}, A_{\text{pz}}$); лаги разведки, обустройства и транспорта ($L_{\text{p}}, L_o, L_{\text{т}}$); срок эксплуатации среднего месторождения T_3 .

При этом важны две особенности принятого критерия:

1) эффект дисконтируется частично (T_D — доля дисконтируемой части эффекта) для того, чтобы исключить практическое обнуливание эффектов за горизонтом сравнительно небольшой части полного срока использования всех ресурсов газа;

2) цена газа и конденсата ("закрывающие затраты") зависит от темпа потребления и времени, причем эта зависимость представляется в виде исходной таблицы с несколькими исходными параметрами (цена + темп потребления).

В результате разработки модели в данной постановке пол-

носрочной отраслевой оптимизации будут исключены следующие последствия: нерациональное быстрое истощение ресурсов газа для удовлетворения как высококвалифицированных, так и низкоквалифицированных потребителей за сравнительно короткий срок, за пределами которого даже высококвалифицированные потребители не будут обеспечены ресурсами природного газа.

3.3. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИОННОГО ПРОГНОЗА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗА

Из вышеуказанного вытекает следующий алгоритм долгосрочного оптимизационного прогноза развития процесса использования ресурсов природного газа.

I. Определить темп ассигнований поисково-разведочных работ.

1. Вычислить возможный темп ассигнований начального периода, исходя из правила, предусматривающего обеспечение изучения общих геологических условий освоения природных ресурсов. В течение этого начального периода отсутствует самокупаемость процесса разведка – добыча

$$Y_1 = A_{p2} + A_{p1} \times \rho(t). \quad (3.7)$$

2. Вычислить возможный темп ассигнования поисково-разведочных работ из фонда ассигнований на разведку. Этот фонд создается путем отчисления части дохода от процесса использования разведанных ресурсов за период начисления (накопления) дохода $T_{н.ф.}$.

Фонд накопления для данного момента создается из дохода D , получаемого за период от $(t - T_{н.ф.})$ до t :

$$Y_1 = A_{p2} \times D(t). \quad (3.8)$$

Необходимость формирования фонда ассигнования разведки по результатам ряда лет вытекает из случайной природы результатов по отдельным годам, т.е. из соображений стабилизации ассигнований на разведку.

3. Принять за темп ассигнования на поисково-разведочные работы большее значение из возможных темпов ассигнования:

$$S_p(t) = \max(Y_1, Y_2). \quad (3.9)$$

II. Установить темп прироста разведанных запасов, определяемых темпом ассигнований на разведку $S_p(t)$.

1. Найти безразмерную эффективность разведочного бурения по зависимости безразмерной эффективности от степени разведанности ресурсов, полученной в результате линейной интерполяции кривой эффективности геологоразведочных работ. Отметим, что указанная зависимость эффективности разведки от разведанности является характеристикой запасов и поэтому считается заданной (рис. 3.1)

$$\mathcal{E}_6(t) = \mathcal{E}_6(\rho_t). \quad (3.10)$$

2. Вычислить эффективность разведочного бурения

$$\mathcal{E}(t) = \mathcal{E}_6(t) \mathcal{E}_{\max}, \quad (3.11)$$

где \mathcal{E}_{\max} — наибольшая эффективность при $\mathcal{E}_6(t) = 1$.

Тогда текущее значение безразмерной эффективности геологоразведочных работ вычисляется по алгоритму.

3. Для вычисления стоимости единицы разведочного бурения (например, 1 м проходки) принимаем следующую полиномную зависимость от разведанности ρ и лага разведки L_p :

$$C_{p0} = C_{p1} + (C_{p2} + C_{p3}\rho_t)\rho_t + (C_{p4} + C_{p5}L_p)L_p. \quad (3.12)$$

4. Вычислить темп разведочного бурения:

$$\rho(t) = S_p(t)/C_{p0}. \quad (3.13)$$

5. Вычислить темп прироста разведанных запасов, полученных от ассигнований на разведку за период от t до $(t+dt)$,

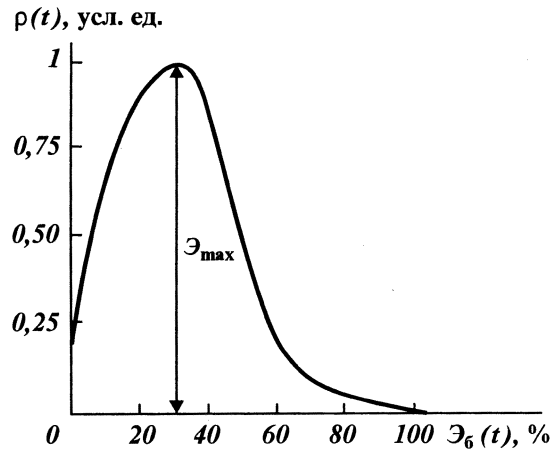


Рис. 3.1. Кривая эффективности геологоразведочных работ $\mathcal{E}_6(t)$ в зависимости от разведанности запасов $\rho(t)$

относя этот прирост запасов к периоду от $(t+L_p)$ до $(t+L_p+dt)$:

$$z_p(t+L_p) = \mathcal{E}(t)H_p(t). \quad (3.14)$$

III. Определить темп ассигнований на обустройство разведанных необустроенных запасов.

1. Вычислить объем разведанных необустроенных запасов с учетом коэффициента ввода в обустройство разведанных запасов $k_{в.о}$:

$$z_{н.о}(t) = z(t)k_{в.о} - z_o(t). \quad (3.15)$$

2. Для вычисления удельных издержек на обустройство разведанных необустроенных запасов принимаем полиномиальную зависимость от степени обустроенности W и лага обустройства L_o :

$$C_{s0}(t) = C_{s1} + (C_{s2} + C_{s3} \times [W(t)]) \times W(t) + (C_{s4} + C_{s5} \times L_o) L_o. \quad (3.16)$$

3. Вычислить темп ассигнований на обустройство разведанных необустроенных запасов:

$$S_o(t) = C_{\alpha o} \times Z_{н.о}(t); C_{\alpha o} = S_{so}/L_o. \quad (3.17)$$

4. Вычислить темп прироста обустроенных запасов, исходя из ассигнований и удельных затрат на обустройство за период от t до $(t+dt)$, относя этот прирост к периоду от $(t+L_o)$ до $(t+L_o+dt)$:

$$z_o(t+L_o) = S_o(t)/C_{so}. \quad (3.18)$$

IV. Определить темп добычи газа и конденсата обустроенных неразработанных запасов природного газа.

1. Вычислить объем обустроенных неразработанных запасов с учетом коэффициента газоотдачи месторождения $k_{г.о}$:

$$z_{опр}(t) = z_o(t) - Q(t)/k_{г.о}. \quad (3.19)$$

2. Вычислить темп добычи газа из обустроенных неразработанных запасов по среднему сроку эксплуатации месторождения T_3 :

$$Q'(t) = z_{опр}(t)/T_3. \quad (3.20)$$

3. Вычислить концентрацию конденсата в добываемом газе¹:

$$k_{гк} = k_{гк1} + (k_{гк2} + k_{гк3} W(t))/W(t). \quad (3.21)$$

¹Аналогичным путем ведется расчет для C_2H_6 , C_3H_8 , nC_4H_{10} , iC_4H_{10} и углеводородных компонентов.

4. Вычислить темп добычи газового конденсата:

$$Q'(t) = Q'(t)K_r. \quad (3.22)$$

5. Вычислить удельные затраты на добычу и промышленную переработку газа и конденсата. Принимаем по аналогии с вычислением предшествующих удельных затрат полиномиальную зависимость от степени обустроенности W и среднего срока эксплуатации месторождения T_3 :

$$C_{гк} = C_{гк1} + (C_{гк2} + C_{гк3}W(t))W(t) + (C_{гк4} + C_{гк5}T_3)T_3. \quad (3.23)$$

6. Вычислить темп затрат на добычу газа и конденсата:

$$S_A(t) = Q'(t)C_r. \quad (3.24)$$

V. Определить темпы затрат на транспортировку газа и конденсата потребителю.

1. Среднее расстояние транспортировки рассчитываем исходя из степени обустроенности W :

$$I_T(t) = I_{T0} + (I_{T1} + I_{T2}W(t))W(t). \quad (3.25)$$

2. Средние удельные затраты на расширение транспортной системы и себестоимость на единицу транспортной работы по газу вычисляем, зная степень обустроенности W и темп добычи газа $Q'(t)$:

$$Q_T = C_{T0} + (C_{T1} + C_{T2}W(t))W(t) + (C_{T3} + C_{T4}Q'(t))Q'(t). \quad (3.26)$$

3. Вычислить удельные затраты на расширение транспортной системы и среднюю себестоимость на единицу транспортной работы по конденсату:

$$C_{гк} = C_r C_k. \quad (3.27)$$

4. Тогда темп ассигнований на расширение транспортной системы по газу и конденсату:

$$S_T(t) = [I_T(t)Q'(t) - I_T(t-1)Q'(t-1)]C_{сг} + [I_T(t)Q'_k(t) - I_T(t-1)Q'_k(t-1)]C_{сгк}. \quad (3.28)$$

5. Вычислить себестоимость транспорта газа и конденсата:

$$C_F(t) = I_T(t)[Q'(t)C_r + Q'_k(t)C_{гк}]. \quad (3.29)$$

VI. В результате вычисляем суммарные расходы и добычу продукции за временной шаг $(t + dt)$:

$$\begin{aligned} dS(t) &= (S_p(t) + S_o(t) + S_A(t) + S_T(t))dt; \\ dQ &= Q'(t)dt; S(t) = S(t-1) + dS; \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$dQ_k = Q'_k(t)dt; Q(t) = Q(t-1) + dQ;$$

$$Q_k(t) = Q_k(t-1) + dQ_k.$$

VII. Определить цену газа и конденсата, добываемых в единицу времени (год), с учетом того, что ценность единицы каждого компонента продукции находится в сильной зависимости от темпа потребления продукции [1]:

$$V(t) = \sum_i [Q'(t)M_iL_i + Q'_k(t)L_iM_{ki}]. \quad (3.31)$$

В основе такой зависимости лежит шкала эффективности газопотребления, учитывающая все виды потребления, в том числе в качестве сырья для химической промышленности.

VIII. Определить эффект от процесса использования ресурсов природного газа (Π – поток наличности):

1. Темп прироста эффекта

$$\Pi'(t) = V(t) - S(t). \quad (3.32)$$

2. Дисконтированный темп экономического эффекта

$$\Pi'_D(t) = \Pi'(t)[D_D(1 + E_{н.п})^{-t} + 1 - D_D]. \quad (3.33)$$

3. Кумулятивный народнохозяйственный эффект

$$\Pi(t) = \Pi'(t)dt - \Pi_D(t-1). \quad (3.34)$$

4. Кумулятивный дисконтированный эффект

$$\Pi_D(t) = \Pi'_D(t)dt - \Pi_D(t-1). \quad (3.35)$$

5. Фонд ассигнований в разведку

$$D(t) = A_{\text{зо}}HX\Pi'(t - T_{н.ф}), \quad (3.36)$$

где $A_{\text{зо}}$ – доля $\Pi_D(t)$, направляемая в разведку.

IX. Условия продолжения данного варианта:

а) если не достигнуто значение степени разведанности запасов, соответствующее максимальной эффективности геологоразведочных работ $\mathcal{E}_{\text{б max}}$;

б) если $\Pi' > 0$, т.е. процесс еще доходен;

в) иначе расчет варианта закончен.

При выполнении условий "а" или "б" расчет по пунктам I–IX повторяется в новом временном слое.

В результате расчета получаем вариант полнорочного использования ресурсов природного газа.

X. Найти оптимальный вариант (критерий оптимизации Π'_D ; оптимизируемые параметры – $A_{p0}, A_{p1}, A_{p2}, L_p, L_o, L_t, T_3$) путем вычисления эффективности изменения оптимизируе-

мых параметров. Если для нового варианта, полученного изменением предыдущих значений оптимизируемых параметров, такое же улучшение возможно, то вычислительный процесс повторить по улучшенному варианту, начиная с пункта I. В противном случае в качестве оптимального варианта процесса использования природного газа принимается последний вариант.

Условные обозначения алгоритма:

t – текущий момент времени;

S_p, Y_1, Y_2 – темпы ассигнований на поисково-разведочные работы;

A_{p0}, A_{p1}, A_{p2} – коэффициенты формулы ассигнования в начальный период разведки (оптимизируемые параметры);

\mathcal{E}_0 – безразмерное значение эффективности геолого-разведочных работ;

\mathcal{E}_{\max} – максимальное значение эффективности геолого-разведочных работ;

ρ, W – степени разведанности и обустроенности потенциальных ресурсов газа соответственно;

L_p, L_o, L_T – лаги соответственно разведки, обустроенности, транспорта;

$C_{p1} - C_{p5}$ – коэффициенты удельных показателей разведки, полученные в результате статистической обработки данных о ведении разведочных работ на газ;

C_{po} – стоимость единицы проходки;

H_p – темп разведочного бурения;

Z_p – разведанные (по категориям $A + B + C_1$) запасы газа;

$K_{в.о}$ – коэффициент ввода в обустройство;

$T_{н.ф}$ – время ассигнования в разведочный фонд;

$Z_o, Z_{но}$ – соответственно обустроенные и необустроенные запасы газа;

$C_{s1} - C_{s5}$ – коэффициенты затрат на обустройство, полученные аналогично коэффициентам $C_{p1} - C_{p5}$;

C_{so} – удельные затраты на обустройство;

S_o – темп ассигнований на обустройство;

Q', Q – темп добычи и накопления добычи газа;

Q'_k, Q_k – темп добычи и накопления добычи конденсата;

$K_{го}$ – коэффициент газоотдачи;

T_3 – средний срок эксплуатации месторождения;

$K_{гк}, K_{гк1} - K_{гк5}$ – концентрация конденсата в газе и коэффициенты, учитывающие изменение концентрации конденсата в газе;

$C_{к'}, C_{к1} - C_{к5}$ – удельные затраты на добычу и промысло-

вую переработку газа и конденсата и коэффициенты, учитывающие зависимость C_k от W и T_3 ;

S_Λ — темп ассигнований на добычу газа;

$I_T, I_{T0} - I_{T2}$ — среднее расстояние транспортировки и коэффициенты, учитывающие характер зависимости I_T от W ;

$C_T, C_{T0} - C_{T4}$ — удельные затраты на расширение транспортной работы по газу и коэффициенты, учитывающие зависимость C_T от $Q(t)$ и W ;

C_{T2} — удельные затраты на расширение транспортной системы конденсата (идентифицируются по ретроспективному поведению);

$S_T, C_{ST} - C_{STK}$ — темп ассигнований на расширение транспортной системы газа и конденсата и коэффициенты, учитывающие зависимость S_T от $Q(t), Q_k(t), I_T$;

C_F — себестоимость транспорта газа;

V — цена газа и конденсата;

U_i — ценность каждого компонента продукции;

M_i, M_{ki} — концентрация каждого компонента соответственно в газе и конденсате.

3.4. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ ПО АЛГОРИТМАМ ПОЛНОСРОЧНОГО ПРОГНОЗА ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

На первом этапе работы с алгоритмом оптимизированного прогноза процесса использования ресурсов природного газа были проведены оценочные расчеты с учетом фактических данных о состоянии запасов и добычи газа в целом по стране и крупным газодобывающим районам.

На основе имеющейся информации о потенциальных ресурсах, зависимости эффективности геологоразведочных работ от степени разведанности ресурсов и планируемых объемов разведочного бурения рассматриваются различные варианты темпов перевода потенциальных ресурсов в разведанные запасы.

Под эффективностью геологоразведочных работ на газ, выражаемых обычно в тысячах кубометров на 1 м поисково-разведочного бурения, понимаем

$$\mathcal{E}_T(t) = z'(t)/H(t), \quad (3.37)$$

где $z'(t)$ — прирост разведанных запасов газа за счет $H(t)$ метров поисково-разведочных работ.

Для возможности сравнения различных районов между собой и более обобщенного использования имеющейся информации по старым районам вводится понятие безразмерной эффективности геологоразведочных работ \mathcal{E}_b в зависимости от степени разведанности ресурсов ρ , представляющей собой отношение текущей эффективности и максимальной эффективности геологоразведочных работ, т.е.

$$\mathcal{E}_b(t) = \mathcal{E}_r(\rho) / \mathcal{E}_{\max} \quad (3.38)$$

где $\mathcal{E}_r(\rho)$ — текущая эффективность геологоразведочных работ.

Для оценочных расчетов долгосрочного прогноза можно воспользоваться кривой зависимости эффективности геологоразведочных работ на газ от степени разведанности ресурсов (см. рис. 3.1).

Зависимость объемов разведочного бурения H от степени разведанности ресурсов задается в соответствии с планируемыми объемами буровых работ на перспективу. Зная степень разведанности ресурсов на каждый исследуемый момент времени, можно по указанным выше зависимостям определить эффективность геологоразведочных работ и объем разведочного бурения.

Годовой прирост разведанных запасов $z'(t)$

$$Q'(t) = \mathcal{E}_b(\rho) \mathcal{E}_{\max} H(t). \quad (3.39)$$

Последовательно суммируя значения текущих разведанных запасов z_{pt} с каждым новым годовым приростом запасов $z_p(t+dt) = z_p(t) + z(t)dt$, получаем в динамике зависимости темпа перевода потенциальных запасов в промышленные категории:

$$Z_p = z_p. \quad (3.40)$$

Одной из основных проблем при долгосрочном прогнозировании добычи газа является обеспечение заданных темпов добычи газа определенным объемом разведанных запасов. Разведка должна быть подчинена добыче: нужно разведать столько, сколько можно добыть с учетом лага разведки и обустройства. В отечественной практике показатель обеспеченности газа запасами определяется обычно отношением извлекаемых запасов на начало года к годовой добыче газа. Задаваясь различными (но постоянными на весь рассматриваемый отрезок времени) значениями обеспеченности, текущее значение годовой добычи газа $Q(t)$ определяем по формуле

$$Q'(t) = \frac{Z_p(t)K_{го} - Q(t)}{K_{рат}}, \quad (3.41)$$

где $Z_p(t)$ – разведанные запасы газа; $K_{го}$ – коэффициент газоотдачи; $Q(t)$ – суммарное количество газа, добытое к моменту времени t ; $K_{рат}$ – обеспеченность добычи запасами.

Для определения годовых отборов газа на каждом новом временном шаге воспользуемся результатами расчетов динамики разведанных запасов вплоть до момента времени T_k . Суммарная добыча попутно будет вычисляться следующим образом:

$$Q(t+dt) = Q(t) + Q'(t)dt, \quad (3.42)$$

Тогда по формулам (3.41) и (3.42) получаем динамику добычи природного газа $Q = Q(t)$.

3.5. МЕСТО ПОЛНОСРОЧНОГО ОПТИМИЗАЦИОННОГО ПРОГНОЗА В ПЛАНИРОВАНИИ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ ГАЗА

В силу длительного срока прогнозирования и принципиальной невозможности преодолеть неопределенность в геологической информации как по количеству, так и по особенностям неразведанных ресурсов природных газов, эффективности газопотребления, стоимости процесса освоения запасов природного газа предполагается, что долгосрочное прогнозирование уточняется каждый раз при принятии средне- и краткосрочных плановых или проектных отраслевых и районных решений с учетом всей имеющейся к этому времени информации.

Для этой же цели используется вероятностное представление о распределении возможных значений определяющих параметров модели развития газовой отрасли. Это необходимо для того, чтобы проводить оптимизационное прогнозирование при всех имеющих смысл сочетаниях определяющих параметров процесса развития газовой отрасли, а по ним найти распределение оптимизированных прогнозов.

Связь между моделями долгосрочного прогнозирования по стране в целом и отдельным провинциям удобнее всего осуществлять с помощью модели оптимизации графика добычи и основных технологических параметров и кадастровой (рентной, экономической) оценки месторождения. С использованием этой модели и независимо от графика добычи по

стране в целом прогнозируется добыча из каждого месторождения с максимальным интегральным дисконтированным эффектом. Этот эффект рассчитывается по цене продукта у выхода из промысла.

Месторождения для определения очередности их ввода ориентируются по кадастровой оценке. Затем решается пространственно-временная транспортная задача подачи природного газа укрупненным потребителям из отдельных месторождений таким образом, чтобы за период среднесрочного планирования (10–20 лет) обеспечить выполнение соответствующего участка долгосрочного прогноза и достичь максимального народнохозяйственного эффекта. Результаты решения транспортной задачи используются в качестве задания для составления проектов обустройства месторождения, создания инфраструктуры газодобывающих районов, расширения газотранспортной системы и других конкретных проектных и организационных вариантов.

3.6. КАДАСТРОВАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Под кадастровой оценкой месторождений природного газа понимается денежное выражение величины народнохозяйственного эффекта в зависимости от комплексного использования запасов при оптимальных значениях основных технологических показателей (график добычи, число скважин и т.д.). В общем случае разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) состоит из периодов управления темпом добычи и истощения. Периоды управления в свою очередь состоят из шести этапов:

1. Начальный производственный: мощности компрессорных станций (КС) для товарного инжекционного газа равны нулю, регулирование темпа продукции за счет числа элементов (элементарные технологические потоки будем называть далее просто элементами), степень возврата равна нулю.

2. Начальный производственно-инжекционный: степень возврата держится на постоянном уровне, темп продукции регулируется числом элементов, КС товарного газа имеет нулевую мощность.

3. Второй производственно-инжекционный этап: число элементов не меняется, темп отбора регулируется мощностью КС товарного газа, степень возврата не меняется.

4. Второй производственный этап: темп производства регулируется числом элементов, степень возврата и мощность КС равны нулю.

5. Третий производственный этап: темп производства регулируется мощностью КС транспортировки, число элементов не меняется, степень возврата равна нулю.

6. Этап истощения: число элементов, мощность КС не меняются, степень возврата равна нулю.

Кадастровая оценка запасов природного газа имеет своей целью улучшение их использования, повышение эффективности общественного производства при условии соблюдения народнохозяйственного системного подхода на базе оптимизации использования этих ресурсов. Количественно оценка равна денежному значению эффекта от эксплуатации запасов в настоящее время и в будущем.

Оценка используется при решении проблем перспективного развития и размещения объектов газовой промышленности, особенно задач по расширению ее сырьевой базы, — при составлении интегральных схем развития на дальнюю перспективу, анализе фактических достижений в области подготовки новых запасов газа, при выделении балансовых и забалансовых запасов газа, при решении целесообразности продолжения работ в цикле открытие — разведка — доразведка — разработка запасов природных газов (переход от регионального, общегеологического изучения к детальному структурному изучению, к глубокому поисковому и разведочному бурению, детальной разведке, опытно-промышленной эксплуатации и каждому последующему этапу разработки), при установлении очередности работ по подготовке и эксплуатации запасов, определении рациональной обеспеченности добычи запасов различной категории подготовленности, а также для оценки месторождений в составе государственного кадастра.

Кадастровая оценка запасов не есть результат специальных проектных решений, тщательно и детально учитывающих природные, географо-экономические свойства запасов, общий уровень научно-технического прогресса и оптимизирующие конкретные производственные ситуации по материально-техническому обеспечению, специальные научные исследования, научно-технические разработки. По этой причине кадастровая оценка и проектные решения неравнозначны. Усилия и затраты по составлению проекта разработки материализуются в виде превышения проектного экономического значения эффекта над рентным норма-

тивным эффектом от эксплуатации рассматриваемых запасов.

Оценка запасов газа Z_n по месторождениям осуществляется по формуле

$$Z_n = \sum_{t=1}^T \frac{C_i(t) - \mathcal{E}_t}{(1 + E_{н.п})^t} \rightarrow \max, \quad (3.43)$$

где T — расчетный период оценки месторождения (или его части), исчисляемый либо от года проведения оценки (для эксплуатируемых или находящихся в промышленном освоении месторождений), либо от предполагаемого года начала строительства (для всех прочих месторождений) и кончая годами отработки запасов; C_i — ценность годовой продукции (включая все попутно извлекаемые компоненты), исчисляемая в замыкающих затратах t -го года; \mathcal{E}_t — сумма эксплуатационных (без отчислений на амортизацию в части реновации и без отчислений в фонд погашения стоимости геологоразведочных работ) и предстоящих капитальных затрат в t -м году эксплуатации; $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат и результатов (дисконтирования), принят равным 0,08.

Оценка запасов, при эксплуатации которых получается не один продукт (природный газ), а несколько видов (многокомпонентная продукция: газовый конденсат, гелий, сера и др.), предусматривает суммирование ценностей продукции по всем компонентам, а также суммирование затрат на выпуск всех компонентов.

Замыкающие затраты по отдельным видам продукции в принципе вычисляются таким же образом, как и замыкающие затраты на газ и топливо. В качестве цены на продукцию используются замыкающие затраты, т.е. предельно допустимые с народнохозяйственной точки зрения затраты на прирост продукции в рассматриваемом географическом месте в определенный момент времени.

Для расчета нормативных замыкающих затрат в принципе по каждому из множества объектов вычисляются показатели затрат (капитальных и эксплуатационных) на разведку, строительство и эксплуатацию промысловых объектов, а также транспортных (до потребителя). Затем все объекты ранжируются по удельному эффекту (экономический эффект от функционирования объекта, отнесенный к объекту затрат) и находится часть ранжированного ряда объектов таким образом, чтобы была обеспечена вся потребность в топливе.

Удельные затраты замыкающего объекта являются нормативными замыкающими затратами.

При установлении нормативных замыкающих затрат должны учитываться и мировые цены на природный газ, т.е. внешний рынок рассматривается как потребитель со своими ценами. Уровень замыкающих затрат, как легко видеть из метода определения их значения, не может быть постоянным во времени из-за ввода в разработку запасов с систематически уменьшающейся эффективностью. Это является следствием того факта, что наиболее эффективные запасы осваиваются по возможности в первую очередь. Систематический рост во времени энергопотребления и, как следствие, газопотребления ведет к тому же исходу — постоянному росту замыкающих затрат.

При вычислении затрат должны учитываться и ликвидационные затраты, затраты на рекультивацию промышленной территории, а в цене продукции учитывается остаточная (ликвидационная) стоимость промышленных объектов и агрегатов.

При экономической оценке запасов природных газов в состав затрат по добыче газа включается сумма убытков землепользователей, потери сельскохозяйственной продукции в результате ухудшения качества территории, занимаемой газодобывающим предприятием, согласно основам земельного законодательства.

Нормативная оценка запасов должна строиться на полном использовании опыта проектирования, разработки и обустройства газовых месторождений, фактических данных разработки месторождений на различных стадиях эксплуатации. Они позволяют оценивать запасы по наиболее общим и существенным природным, географо-экономическим сведениям, которые, как правило, имеются или могут быть получены. Естественно, оценки следует давать с помощью современной вычислительной техники и методов, поскольку малый объем наиболее существенной информации необходимо подвергнуть всесторонней интерпретации, в том числе и оптимизации как обязательной нормативной операции.

Нормативная оценка должна даваться таким образом, чтобы коэффициент газоотдачи не был задан, а являлся результатом рентной оценки запасов. Для достижения объективности в оценке запасов, т.е. чтобы оценка продукции не менялась в зависимости от конкретной технологии, необходимо динамику продукции и динамику затрат определять при использовании нормативной технологии. В качестве таковой,

определяемой однозначно, естественно, следует принять технологию газодобычи, оптимизируемую по основным техническим параметрам, существенно влияющим на оценку. Эта технология должна быть реализуема с помощью современных стандартных технологических средств.

Из сказанного следует, что для оценки запасов строится модель со структурой, синтезируемой на базе основных особенностей фактического поведения запасов природных газов в процессе разведки и разработки, причем идентификация модели выбранной структуры (определение параметров модели) осуществляется так, чтобы модельное и фактическое с заданной точностью совпадали для совокупности месторождений, по которым имеются фактические данные, но которые не участвовали в идентификации моделей.

3.7. НОРМАТИВНАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ И АЛГОРИТМ КАДАСТРОВОЙ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Для практических расчетов рентной оценки месторождений необходимо определить, как основные результирующие величины (замыкающие затраты, продукция залежи, экономические затраты) зависят от геолого-технических характеристик разработки запасов, продуктивности скважин, их числа, мощности КС и т.д. Поэтому строятся нормативная модель разработки и алгоритм вычисления этих величин.

Для построения алгоритма расчетов нормативной технологии используется описанная далее разбивка системы на подсистемы (элементы), для каждой из которых применяются уравнения движения газа (таким же образом поступаем при моделировании экономической системы).

Подсистема "скважина" в газодинамическом отношении складывается из нескольких элементов: призабойной зоны, ствола скважины (собственно скважина), выкидной линии (шлейф, газопровод, соединяющий соответственно устье скважины со сборным пунктом), регулирующего штуцера.

В том случае, если призабойная зона скважины разрушается под действием фильтрационного потока, то предельный дебит определяется уравнением

$$Q[a + \bar{b}(\bar{Q} - Q_{кр})] \leq Q_{пр}[a + \bar{b}(\bar{Q}_{пр} - Q_{кр})], \quad (3.44)$$

где Q — произвольный дебит скважин; $Q_{пр}$ — предельный дебит скважины.

Предельный дебит, не срывающий пленку ингибитора коррозии со стенок насосно-компрессорных труб, при $e^{2s} \approx 1$ дается в выражениях:

при $Q \leq Q_{кр}$

$$\frac{Q^2 z_y^2 T_y^2}{p_{пл}^2 - aQ - \theta Q^2} \leq \frac{Q_{пр}^2 z_{y,пр}^2 T_{y,пр}^2}{p_{пл,пр}^2 - aQ_{пр} - \theta Q_{пр}^2};$$

при $Q > Q_{кр}$

(3.45)

$$\frac{Q^2 z_y^2 T_y^2}{p_{пл}^2 - Q(a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}\bar{Q}) - \theta Q^2} \leq \frac{Q_{пр}^2 z_{y,пр}^2 T_{y,пр}^2}{p_{пл,пр}^2 - Q_{пр}(a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}\bar{Q}_{пр}) - \theta Q_{пр}^2},$$

где $z_y, z_{y,пр}$ — коэффициенты сверхсжимаемости газа в устье при произвольном и предельном дебитах; $T_y, T_{y,пр}$ — температура газа в устье при произвольном и предельном дебитах; $p_{пл}, p_{пл,пр}$ — пластовое давление при произвольном и предельном дебитах; a, \bar{b} — коэффициенты фильтрационного сопротивления; θ — гидравлическое сопротивление ствола скважины; $Q_{кр}$ — критический дебит; $\bar{Q} = Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}$;

$$\bar{Q}_{пр} = Q_{пр} - Q_{кр} \ln \frac{Q_{пр}}{Q_{кр}}.$$

Уравнения (3.44) и (3.45) позволяют находить дебиты скважин, контролируемые с точки зрения предупреждения фильтрационного разрушения забоя и срыва защитной пленки потоком газа в стволе скважины. Если эти дебиты ниже пропускной способности скважины, то за рабочие дебиты берут их, иначе — пропускную способность.

Подсистема "сборный пункт" складывается из следующих элементов: входной гребенки, сепараторов, выходной гребенки, пункта замера количества газа.

Подсистема "промысловый газосборный коллектор" состоит из газопроводов, соединяющих сборные пункты с общепромысловым пунктом окончательной очистки, осушки газа, компримирования его до давления в системе магистральных газопроводов или газопотребления (головными сооружениями).

Головные промысловые сооружения как подсистема в газодинамическом смысле могут быть представлены состоящими из коммуникации (система коротких газопроводов и их соединений), технологических аппаратов и дожимной компрессорной станции (ДКС). Коммуникации и технологичес-

кие аппараты имеют сравнительно малое значение в газодинамическом отношении.

Газодинамическое описание ДКС проводим с помощью зависимости при изотермическом сжатии всего потока от давления на приеме до давления газопотребления (подачи в систему магистрального транспорта).

В газодинамическом отношении сборные пункты, газосборный коллектор и головные сооружения без ДКС могут быть объединены, если учесть, что для средних значений число сборных пунктов $n_{\text{СП}}$ можно связать с нормой предельной длины шлейфа, которая в свою очередь зависит от площади разбуривания F_p .

Вводим норму потери давления в промысловых газопроводах p_1 , тогда

$$\begin{cases} \lambda_{\text{ш}} = p_1 \sqrt{F_p / (\Pi n_{\text{СКВ}})}; \\ \lambda_{\text{г.с}} = p_1 \sqrt{F_p / (\Pi n_{\text{СП}})}, \end{cases} \quad (3.46)$$

где $\lambda_{\text{ш}}$, $\lambda_{\text{г.с}}$ — коэффициенты гидравлического сопротивления соответственно шлейфа и соединительного газопровода; F_p — площадь разбуривания; $n_{\text{СКВ}}$ — число скважин.

Подсистема "залежь" при равномерном размещении скважин по площади газоносности $F_r = F_p$ характеризуется одинаковыми давлениями газа во всех точках залежи во времени при отсутствии воздействия водонапорной системы.

В случае неравномерного размещения отбора залежь моделируется двумя зонами:

1. Зона разбуривания, в которой во всех точках остаточное пластовое давление

$$p_{\text{п.о}} - p_{\text{п.н}}(1 - \bar{Q}_r + \bar{Q}_{\text{II}})z_{\text{п.о}}/z_{\text{п.н}}, \quad (3.47)$$

где

$$\begin{aligned} \bar{Q}_r &= \frac{1}{N} \int_0^t q n_{\text{СКВ}} dt; \\ \bar{Q}_{\text{II}} &= \frac{1}{N} \int_0^t g_{\text{II}} dt; \end{aligned} \quad (3.48)$$

$p_{\text{п.н}}$, $p_{\text{п.о}}$ — соответственно пластовое давление начальное, текущее в зоне отбора; $z_{\text{п.н}}$, $z_{\text{п.о}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при $p_{\text{п.н}}$, $p_{\text{п.о}}$; N — начальные запасы газа в зоне разбуривания; q — средний дебит скважины; $n_{\text{СКВ}}$ — число скважин; g_{II} — темп перетока из неразбуриваемой зоны в зону отбора.

2. Зона неразбуривания, в которой во всех точках пластовое давление в данный момент времени

$$p_{\text{пл}}^{\text{н}} = p_{\text{пл.н}}(1 - \bar{Q}_{\text{н}})z_{\text{пл.н}}/z_{\text{пл.н}} \quad (3.49)$$

Темп притока газа из второй зоны в первую считаем пропорциональным разности потенциалов линейной фильтрации

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{пл.о}}^2,$$

т.е.

$$g_{\text{п}} = \lambda_3(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{пл.о}}^2), \quad (3.50)$$

где λ_3 — коэффициент фильтрационного сопротивления газовому потоку между зонами, зависящий от коллекторских свойств геометрии размещения отбора и всей залежи.

Эту величину следует, как и все другие параметры модели, идентифицировать так, чтобы фактическое и модельное поведение совпадали с нужной точностью. В тех случаях, когда отсутствует ретроспективное поведение для такой идентификации, можно принять

$$p_{\text{пл}}^{\text{н}2} - p_{\text{пл.о}}^2 = \frac{g_{\text{п}}^{\text{н}}}{dk} \left(\frac{1}{r_0} - \frac{1}{r_1} \right), \quad (3.51)$$

где d — параметр геометрии (формы); r_0, r_1 — характерные размеры площади отбора и всей залежи.

Расчеты показали, что в рамках практически встречающихся залежей равномерное и неравномерное размещение отборов не изменяет количественную оценку залежи, поэтому в дальнейшем считаем оправданным при оценках полагать $F_{\text{г}} = F_{\text{р}}$.

Если в процессе разработки залежи ожидается заметное влияние водонапорной системы на поведение залежи, то это может сказаться на пластовом давлении, на параметрах a и $Q_{\text{кр}}$ уравнения притока в скважину и на выходах из строя скважин вследствие обводнения. В этом случае для дренируемой зоны

$$p_{\text{пл.о}} = p_{\text{пл.н}} \frac{1 - \bar{Q}_{\text{г}} + \bar{Q}_{\text{п}}}{1 - W_0} \frac{z_{\text{пл.н}}}{z_{\text{пл.н}}}, \quad (3.52)$$

где $W_0 - \Omega_0$ — объем порового пространства.

Величина W_0 является функцией коллекторских и геометрических свойств водонапорной системы, зон отбора, динамики давлений в зонах (которые в свою очередь являются функциями указанных величин и интенсивности отбора газа)

и должны идентифицироваться по ретроспективному поведению.

Влияние на среднее значение a и $Q_{кр}$ водонапорной системы (обводнения скважин) пока исследовано недостаточно. Естественно, эти величины зависят от значения W_o : чем выше W_o , тем больше увеличиваются a и $Q_{кр}$.

Темп выхода из строя скважин за единицу времени относительно объема вторгшейся в зону отбора воды

$$W_o^* = W_o / \Omega_o, \quad (3.53)$$

где число действующих скважин тем выше, чем больше обводненность дренируемой зоны W_o и больше объем эксплуатации $\int_0^t n_{скв} d\tau$.

Капитальные затраты в подсистему скважин

$$K_c = n_{скв} K_{c.c} (1 + h_1) + h_{ш} p_{пл} (K_{1ш0} + K_{1ш1} q + K_{1ш2} q^2), \quad (3.54)$$

где $K_{c.c}$ — стоимость скважины, $K_{c.c}$ является исходной информацией по залежи; h_1 , $h_{ш}$, $K_{1ш0}$, $K_{1ш1}$, $K_{1ш2}$ — коэффициенты затрат.

Эксплуатационные затраты по подсистеме скважины \mathcal{E}_c пропорциональны стоимости продукции ее подсистемы:

$$\mathcal{E}_c = d_2 n_{скв} K_{c.c} + (d_{2o} + d_{2q} q). \quad (3.55)$$

Капитальные затраты подсистемы "сборные пункты"

$$K_{c.п} = d_2 (n_{скв}^{c.п})^{\beta_1} + d_3 (q_{c.п})^{\beta_2}. \quad (3.56)$$

Эксплуатационные затраты подсистемы "сборные пункты"

$$\mathcal{E}_{c.п} = d_4 (n_{скв}^{c.п})^{\beta_3} + d_5 (q_{c.п})^{\beta_4}. \quad (3.57)$$

Капиталовложения и эксплуатационные затраты в газовый коллектор вычисляются так же, как и для шлейфов:

$$\begin{cases} K_{c.г} = (K_{1c.г.o} + d_6 q_{c.п}^{\beta_5}) h_{c.г}; \\ \mathcal{E}_{c.г} = \mathcal{E}_{c.г.o} + (d_7 K_{c.г} + d_3 q_{c.п}^{\beta_6}). \end{cases} \quad (3.58)$$

Затраты на ДКС ($K_{АКС}$) формируются относительно полезного эффекта ДКС — изотермической мощности и работы на компримирование газа:

$$\begin{cases} K_{АКС} = K_{ксс} + d_9; \\ \mathcal{E}_{АКС} = \mathcal{E}_{ксс} + d_{10} W_{к}, \end{cases} \quad (3.59)$$

где $K_{\text{ксс}}$ — независимые капиталовложения в КС; $\mathcal{E}_{\text{ксс}}$ — независимые эксплуатационные затраты в КС; $\left(W_{\text{к}} = cq \ln \frac{P_{\text{мг}}}{P_{\text{пр}}}\right)$, $P_{\text{мг}}$, $P_{\text{пр}}$ — давление в магистральном газопроводе и на приеме ДКС соответственно.

Затраты, не связанные с учтенными выше подсистемами технологическими факторами:

$$K_{\text{проч}} = K_{\text{про}} + d_{11}n_{\text{скв}}^{\beta_7} + d_{12}q_n^{\max\beta_8}; \quad (3.60)$$

$$\mathcal{E}_{\text{проч}} = \mathcal{E}_{\text{про}} + d_{13}n_{\text{скв}}^{\beta_9} + d_{14}q_n^{\beta_{10}}.$$

В уравнениях (3.54)–(3.60) d_1 – d_{14} — коэффициенты пропорциональности затрат от следующих за ними аргументов; β_1 – β_{10} — показатели нелинейной зависимости частей затрат от аргументов. Все эти величины представляют собой экономические нормативы, которые определяются путем количественного анализа фактических и проектных значений затрат и аргументов.

Для вычисления затрат из газодинамических расчетов получаем аргументы: $n_{\text{скв}}$, $q_{\text{скв}}$, $q_{\text{п}}$, $W_{\text{к}}$, $n_{\text{сп}}$, $q_{\text{сп}}$ и прочие; затем, зная нормативы экономических зависимостей (параметры моделей экономики), находим для данного технологического варианта значения критерия — оценки запасов при данной технологии R .

Надлежащий выбор исходного варианта разработки ускоряет нахождение лучшего варианта. Вариант определяется тремя параметрами: максимальным темпом отбора $g_{\text{мах}}$, максимальным числом скважин $n_{\text{скв мах}}$, максимальной мощностью до ДКС $W_{\text{ДКС мах}}$. Исходный темп отбора на основании эксплуатации газовых месторождений можно находить по формуле

$$q_{\text{т}} = N/20; \quad (3.61)$$

исходное максимальное число скважин по формуле

$$n_{\text{скв мах}} = q_3^{\circ}/q_{\text{скв}}, \quad (3.62)$$

где

$$q_{\text{скв}} = \min[q_{\text{скв}} n_0 q_{\text{т}}], \quad (3.63)$$

а максимальную исходную мощность по выражению

$$W_{\text{ДКС мах}} = cq_{\text{т}} \ln \frac{P_{\text{мг}}}{\sqrt{((0,3p_{\text{пл.о}})^2 - a + b_c q_{\text{скв w}}) q_{\text{скв w}}}}, \quad (3.64)$$

где $q_{\text{скв w}}$ — дебит скважины при данной мощности,

$$q_{\text{СКВ } w} = \min[q_{\text{СКВ}} \text{ при } p_{\text{ПА}} = 0,3p_{\text{ПА.ОГ}}, q \text{ по (3.44) или (3.45)}]. \quad (3.65)$$

Для отыскания варианта с максимальной оценкой используются следующие методы покоординатной оптимизации:

1. Интервал возможных значений оптимизируемых аргументов делится на несколько равных подынтервалов вокруг исходного значения (например, две в сторону уменьшения и две в сторону увеличения).

2. Просматриваются все интервалы первого аргумента с максимумом оценки, это значение вытесняет в исходном варианте значение первого аргумента.

3. Со вторым и третьим аргументами повторяется последовательно действие пункта 2.

4. За интервал возможных значений аргументов принимаются значения подынтервалов, охватывающих набор аргументов, результирующих из пункта 3.

Запасы природных газов с многокомпонентной продукцией оцениваются на базе тех же принципов, что и с однокомпонентной продукцией (чисто газовые залежи), но принимается во внимание следующее:

цена многокомпонентной продукции складывается из суммы цен всех компонентов продукции;

темп извлечения компонентов продукции, отличающихся от газового компонента, определяется по темпу добычи газа (газового конденсата) и содержанию рассматриваемого компонента в газе, являющемся носителем (основным компонентом продукции) всей продукции;

цена единицы компонента продукции, отличающегося от чистого газа, так же как и цена единицы чистого газа, меняется во времени, но не обязательно по идентичному закону;

затраты в рассматриваемом случае включают все те элементы, которые присутствуют в однопродуктивном расчете. Но размеры затрат аналогичных элементов часто не совпадают количественно. Другим эффектом многокомпонентной продукции являются изменение (ухудшение, как правило) газодинамических характеристик, увеличение газодинамического сопротивления движению потоков носителя газового потока.

Третий момент специфики многопродуктивного случая — появление новых элементов и подсистем в составе технологии: конденсатосборный коллектор, установки по стабилизации конденсата, подсистемы закачки чистого (сухого) газа или других агентов воздействия на залежь, сеть нагнетательных трубопроводов, нагнетательные скважины, установки для

выделения из потока гелия, сероводорода и других компонентов и их переработки.

Из сказанного следует, что каждый вид многопродуктивного процесса добычи природного газа должен иметь свою нормативную технологию для определения, вычисления продуктивной и затратной частей рентной оценки. При этом необходимо учитывать указанные общие черты всех видов, общие отличия от базисного, чисто газового случая.

Исходя из этих соображений, газоконденсатные залежи следует оценивать при двух принципиально разных видах технологии:

1) без поддержания пластовых давлений — технология, аналогичная технологии для чисто газовых залежей;

2) с поддержанием пластовых давлений путем возврата газовой части продукции полностью или частично (закачка других агентов поддержания пластовых давлений пока признается экономически не оправданной).

Рентную оценку можно проводить на основе нормативной технологии разработки газовых залежей, алгоритма и программы, а также создания справочно-информационной системы для систематических массовых и одиночных определений экономических оценок и выдачи всевозможных справок о сырьевой базе газовой промышленности.

Кадастр (банк данных) по месторождениям может быть использован как для рентной оценки, так и для решения комплекса задач информационного, аналитического, экономического характера, а также задач текущего и долгосрочного прогнозирования.

3.8. АЛГОРИТМ СРЕДНЕДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ (10–30 ЛЕТ)

Исходные данные:

1) динамика добычи долгосрочного прогнозирования природного газа;

2) зависимости эффективности потребления всеми потребителями;

3) кадастровые оценки всех месторождений, которые могут участвовать в поставке газа, в том числе динамика подачи газа из месторождения и интегральный эффект;

4) стоимость передачи продукции от каждого месторождения ко всем возможным потребителям.

Имеем j потребителей и i месторождений.

Количество газа, добываемое из i месторождений, равно количеству газа, потребляемому j потребителями:

$$q = \sum_j q^j = \sum_i q_i, \quad (3.66)$$

где для j потребителей выполняется условие

$$q^j = \sum_i q_i^j, \quad (3.67)$$

а для i месторождений

$$q_i = \sum_j q_i^j, \quad (3.68)$$

задача сводится к нахождению q_i таким образом, чтобы выполнялись следующие условия:

$$\begin{cases} \sum_j \sum_i q_i^j = q(t); \\ \sum_i q_i^j = q_i(t_i); \\ t_i = t - t_{vi}, \end{cases} \quad (3.69)$$

где $q(t)$, $q_i(t_i)$ – заданные величины, полученные из долгосрочного прогноза; t_{vi} – время ввода i -го месторождения в разработку.

Функционал модели в этом случае имеет вид

$$\sum_{n=0}^{T/\Delta t} \left(\Delta t \left(\sum_j E_{ij} \times q_i^j - \sum_j \sum_i C_{1vi}^j - \sum_i C_{1\Delta i} \times q_t \right) \right) \rightarrow \max, \quad (3.70)$$

где E_i – суммарный экономический эффект от добычи и транспортировки продукции от каждого месторождения ко всем потребителям; C_{1r} – суммарные транспортные расходы; $C_{1\Delta}$ – суммарные расходы на добычу.

Оптимизируются q_i^j и t_{vi} , при этом количество потоков, прикрепленных к k -му месторождению, позволяет определить количество значений t_{vi} , а также число q_i^j , равное

$$n_{ij} = \sum_i \sum_j \delta_{ij}, \quad (3.71)$$

при $\delta_{ij} = 1$, если $q_i^j > 0$, иначе $\delta_{ij} = 0$.

Тогда для любого момента времени выполняются следующие условия:

1. $q_{it}^j = 0$, если $t_{vi} + t_{si} > t > t_{vi}$;
 2. $q_{it} = \sum q_{it}^j$, если $t > t_{vi}$;
- $$(3.72)$$

$$3. \sum_i q_{it} = q_t$$

из долгосрочного прогноза; $t_{эi}$ — срок эксплуатации i -го месторождения.

Для решения задачи в такой постановке рассмотрим следующий алгоритм среднесрочного прогнозирования:

1) из неведенных месторождений выбирается по возможности разнообразная по размещению и наиболее приоритетная по кадастровой оценке группа месторождений;

2) в качестве вновь вводимого для обеспечения заданного $Q(t)$ пробуются каждое месторождение и выбирается то, при вводе которого достигается лучший эффект;

3) распределение потоков из этого месторождения по потребителям производится при условии $EI = \max$.

Основным недостатком такого алгоритма является "близорукость" при учете интересов долгосрочной оптимизации. Например, при таком подходе может оказаться выгодной форсированная разработка запасов с благоприятными геолого-эксплуатационными характеристиками, что в дальнейшем может привести к обратным потокам в рамках расположения таких запасов. В этой связи попробуем реализовать следующую задачу: обеспечить подачу газа, предусмотренную долгосрочной оптимизацией таким образом, чтобы:

добыча по отдельным месторождениям соответствовала графикам добычи;

потребители получили такое количество газа, при котором достигается максимальный интегральный эффект.

Максимизацию эффекта предварительно заменим задачей минимизации транспортной работы за весь срок и максимизацией потребительского эффекта при заданном суммарном потреблении.

$$\left| \sum Q_{pi}^t = Q^t. \right. \quad (3.73)$$

$$\left| \sum \sum Q_{ij}^t = Q^t, t = 1, \dots, T. \right.$$

$$\left| \sum_{t=1}^T \sum_i \sum_j Q_{ij} C_{tlij} = \min. \right.$$

$$\left| \sum_j Q_{ij}^t = Q_{pi}^t - \text{потребитель.} \right.$$

$$\left| \sum_i Q_i^t = Q_q^t - \text{добыча.} \right. \quad (3.74)$$

Это начальные значения Q'_q . Далее их можно уточнить, добиваясь максимизации эффекта за период среднесрочного планирования, но сохраняя порайонное распределение отборов за срок планирования.

3.9. МНОГООТРАСЛЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

За основу многоотраслевого моделирования топливно-энергетического комплекса страны принимаются те же принципы, что и для одноотраслевого. При этом потребители моделируются многомерными (многопродуктивными или массивными) функциями — потребителями в пространстве, определяющимися координатами — видами ресурсов: газ, нефть, уголь и т.д. В результате многоотраслевая модель представляется как набор одноотраслевых моделей, функции которых — потребители всех видов ресурсов.

Моделирование технико-экономического района получается из многоотраслевой модели, в которой часть потребительских функций представлена в виде потоков за пределами района, а часть источников ресурсов — потоки из смежных районов.

На рис. 3.2, а представлена одноотраслевая модель типа "один источник — один потребитель". Здесь НЗ — начальные запасы, РЗ — разведанные запасы, ОЗ — обустроенные запасы, ДЗ — добытые запасы, ТЗ — переданные по транспортной сети запасы, ПЗ — потребленные запасы, $\overline{РЗ}$ — неразведанные запасы, $\overline{ОЗ}$ — необустроенные запасы, $\overline{ПЗ}$ — запасы, потерянные при потреблении; f_p , f_o , f_A , f_n — функционирование процесса соответственно разведки, обустройства, добычи, транспорта и потребления.

Многоотраслевая модель типа "один источник по каждому ресурсу — один потребитель" фактически состоит из набора элементов модели (рис. 3.2, б), объединенных общим (единым) потребителем. При этом потребитель характеризуется одной комплексной потребительской функцией f_n от n -районов добычи.

На схеме (см. рис. 3.2, б) представлены более сложные по своей структуре одно- и многоотраслевые модели типа "несколько источников — несколько потребителей". Здесь $f_n(1...n)$ — объединенная транспортная функция по первому — n -му ресурсу, т.е. каждая отрасль характеризуется од-

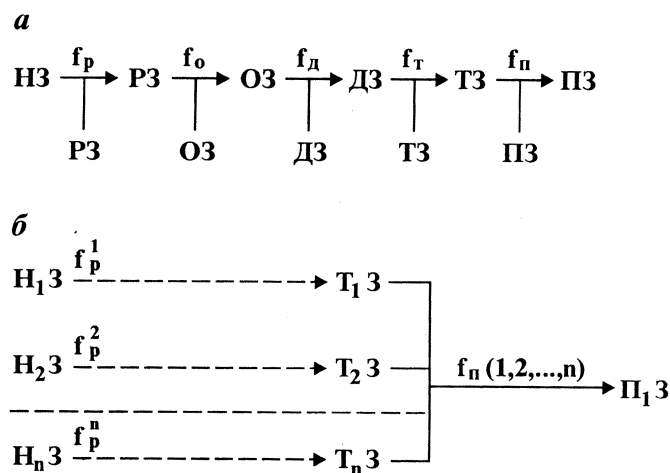


Рис. 3.2. Многоотраслевая модель различных типов топливно-энергетического комплекса:
а – тип "один источник – один потребитель"; *б* – тип "несколько источников – несколько потребителей"

ной комплексной транспортной функцией. Кроме того, каждый потребитель $ПЗ_{1...k}$ характеризуется одной комплексной потребительской функцией $f_{п}(i...k)$.

Не все компоненты алгоритма оптимизации многоотраслевой модели доведены до выбора наиболее рационального и надежного варианта. Однако в этом отношении нет принципиальных трудностей. Основное затруднение ожидается в построении многоотраслевых (многоресурсных) функций потребления отраслевого и районного уровней.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 3

1. Федоров Н.А. Техника и эффективность использования природного газа в промышленности // Тематический научно-технический обзор. – М.: изд. ВНИИЭгазпром, 1970.
2. Еременко Н.А., Крылов Н.А., Кувыкин Ю.С. и др. Методика прогнозирования эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ // Геология нефти и газа. – 1979. – № 1.
3. Крылов А.П., Алексеева А.М., Гужновский Л.П. и др. Моделирование развития и размещения нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1981.
4. Коротяев Ю.П., Гацулаев С.С., Горбанева Т.Г. Долгосрочная модель использования ресурсов продукции газа. Трубопроводные системы в энергетике. – М.: Наука, 1985.
5. Коротяев Ю.П., Мирончев Ю.П., Гацулаев С.С. Ресурсы природного газа // Эпоха метана не миф, а реальность. – М.: изд-во МТЭА, ГАНГ им. И.М. Губкина, 1996. – Кн. 1.



РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ И СИСТЕМЫ ИХ РАЗРАБОТКИ

4.1. РЕЖИМ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Под режимом газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважинам в процессе разработки залежи.

Режим существенно влияет на разработку залежи и наряду с другими факторами определяет основные условия эксплуатации, к которым, например, относятся темп падения давления и дебитов газа, обводнение скважин и т.п.

Режим работы залежи зависит от геологического строения залежи; гидрогеологических условий, размеров и протяженности водонапорной системы; физических свойств газовых коллекторов; темпа отбора газа из залежи; используемых методов поддержания пластового давления, в основном для газоконденсатных месторождений.

В практике эксплуатации газовых месторождений различают газовый и водонапорный режимы. Водонапорный режим подразделяется на упругий и жесткий.

При газовом режиме или режиме расширяющегося газа единственной силой, определяющей движение газа в пласте, является энергия давления газа. Этот режим проявляется в том случае, если отсутствуют пластовые воды или если они не продвигаются в газовую залежь при снижении давления в процессе разработки вследствие, например, своей запечатанности и, следовательно, малой активности пластовых вод.

Жесткий водонапорный режим газовой залежи связан с наличием активных пластовых вод и характеризуется тем,

что при эксплуатации в газовую залежь поступают подошвенные или краевые воды с такой интенсивностью, что в результате не только уменьшается объем пласта, занятого газом, но и полностью восстанавливается пластовое давление. Жесткий водонапорный режим редко встречается на практике. Часто водонапорный режим проявляется не полностью, и его называют газоводонапорным, когда газ к забою скважины продвигается в результате как его расширения, так и действия напора воды. Причем количество внедряющейся воды в этом случае значительно меньше того, которое необходимо для полного восстановления давления. Главное условие продвижения воды в залежь — связь ее газовой части с водоносной и значительные размеры водоносной системы. Продвижение воды в реальных неоднородных залежах обычно приводит к избирательному продвижению воды и обводнению скважин, что снижает коэффициент газоотдачи, и зависит от неоднородности пласта, темпа отбора и технологического режима работы скважин, что следует учитывать при проектировании и расположении скважин по площади и глубине их вскрытия. Выделение газа из воды в процессе разработки месторождения может сказываться на режиме работы залежи.

Рассмотрим коэффициент защемления газа $\alpha_{\text{ост}}$, равный отношению объема порового пространства, занятого газом в обводненной области, ко всему поровому пространству этой области:

$$\alpha_{\text{ост}} = (\Omega_{\text{в}} - Q_{\text{в}}) / \Omega_{\text{в}}$$

где $\Omega_{\text{в}}$ — обводненный поровый объем залежи, т.е. объем, занятый газовой и водной смесью, с учетом наличия защемленного газа водой; $Q_{\text{в}}$ — объем вторгшейся в залежь воды.

Контроль за продвижением в залежи воды и за обводнением скважин проводится различными способами, но в основном с помощью методов промысловой геофизики (методами радиометрии).

При упруговодонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь при падении давления в водоносной системе и связанном с этим расширении пластовой воды. Продвижение воды наблюдается на Уренгойском, Медвежем, Оренбургском и других месторождениях. Обычно при водонапорном режиме давление восстанавливается частично, т.е. пластовое давление при эксплуатации понижается, но темп понижения более медленный, чем при газовом режиме.

В большинстве своем газовые месторождения в начальный период разрабатываются практически по газовому режиму, а затем начинается избирательное продвижение воды по наиболее проницаемым прослоям.

Проявление водонапорного режима обычно замечается не сразу, а после отбора из залежи 20–50 % запасов газа. На практике встречаются также исключения, как правило, для небольших по размерам месторождений и при низких темпах отбора, когда водонапорный режим проявляется сразу после начала эксплуатации и разработка их проводится при высоком давлении в пласте в течение всего периода эксплуатации.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений с целью получения наибольшего количества конденсата путем закачки в пласт сухого газа, воздуха или воды создают искусственный газонапорный или водонапорный режим.

На режим работы залежи в многопластовом месторождении могут влиять условия разработки выше- или нижележащих горизонтов, например, при перетоках газа.

До начала разработки газового месторождения можно высказать только общие соображения о возможности проявления того или иного режима работы залежи. Характер режима устанавливается по данным, полученным при эксплуатации месторождения. Режим работы залежи можно определять по уравнению материального баланса. Текущая масса газа в пласте равна начальной массе газа минус отобранная масса газа к моменту t :

$$\tilde{\alpha}\Omega_T \rho_T = \tilde{\alpha}\Omega_H \rho_H - Q_A \rho_{CT}.$$

С учетом уравнения состояния реального газа

$$\rho = p/zRT$$

и учитывая, что

$$\tilde{\alpha}\Omega_T = \tilde{\alpha}\Omega_H - \alpha_{ост}\Omega_B,$$

имеем

$$\frac{p_T(\tilde{\alpha}\Omega_H - \alpha_{ост}\Omega_B)}{z_T R_T T_T} = \frac{p_H \tilde{\alpha}\Omega_H}{z_H R_H T_H} - \frac{Q_A p_{CT}}{z_{CT} R_{CT} T_{CT}}, \quad (4.1)$$

где p_H, p_T – пластовое средневзвешенное по объему порового пространства залежи абсолютное давление соответственно начальное и текущее; $\tilde{\alpha}$ – средний для залежи коэффициент газонасыщенности (отношение газонасыщенного объема к общему поровому объему залежи); $\alpha_{ост}$ – коэффициент ос-

таточной газонасыщенности в обводненном объеме залежи (отношение защемленного объема газа к общему поровому объему обводненной зоны пласта при p_T и $T_{\text{пл}}$); Ω_n – начальный объем порового пространства, занятый газом; Ω_T – текущий газонасыщенный объем порового пространства; Ω_B – объем порового пространства, занятый водой (или другим агентом), поступившей в газовую залежь за время, соответствующее снижению давления от p_n до p_T ; Q_A – количество газа, добытое из залежи при снижении давления от p_n до p_T , приведенное к стандартным условиям ($p_{\text{ст}}$ и $T_{\text{ст}}$); $p_{\text{ст}}$ – стандартное давление, равное 0,1013 МПа; $z_n, z_T, z_{\text{ст}}$ – коэффициент сверхсжимаемости соответственно при начальных, текущих и стандартных условиях ($z_{\text{ст}} = 1$); $R_n, R_T, R_{\text{ст}}$ – газовая постоянная при начальных, текущих и стандартных условиях; T_n, T_T – температура в залежи соответственно начальная и текущая; $T_{\text{ст}}$ – стандартная температура, равная 293 К.

Можно считать, что при движении газа в пласте $T_{\text{пл}} = T_n = T = \text{const}$.

Так как для чисто газовых месторождений в процессе эксплуатации не происходит изменения состава газа, то $R_n = R_{\text{ст}} = \text{const}$.

Значение R может изменяться в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений, а также при изменении состава за счет, например, выделения H_2S из пластовой воды при снижении давления.

При газовом режиме в уравнении (4.1) $\Omega_B = 0$ и $\Omega_n = \Omega = \text{const}$. После соответствующих преобразований будем иметь:

$$p_T^* = p_n^* - Q_A / f, \quad (4.2)$$

где

$$f = \frac{293\Omega\tilde{\alpha}}{0,1013T_{\text{пл}}}; \quad p_n^* = p_n/z_n; \quad p_T^* = p_T/z_T;$$

p_n^*, p_T^* – приведенные соответственно начальное и текущее средневзвешенные по Ω давления в залежи.

Для газовой залежи, при эксплуатации которой отмечается поступление воды в газовый пласт, зависимость между падением пластового давления p_T^* и Q_A выражается формулой:

$$p_T^* = p_n^* \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n}{\alpha_n\Omega_n - \alpha_{\text{ост}}\Omega_B} - \frac{\tilde{\alpha}\Omega_n Q_A}{f(\Omega_n\alpha - \Omega_B\alpha_{\text{ост}})}, \quad (4.3)$$

где

$$f = \frac{293\Omega_n \tilde{\alpha}}{T_{пл} 0,1013}.$$

Газовая залежь, эксплуатирующаяся при газовом режиме, характеризуется тем, что отношение количества газа Q_A , добытого за определенный промежуток времени, к падению приведенного давления в залежи $(p_n^* - p_t^*)$ за тот же промежуток времени согласно (4.2) есть величина постоянная:

$$f = Q_A / (p_n^* - p_t^*) = \text{const.} \quad (4.4)$$

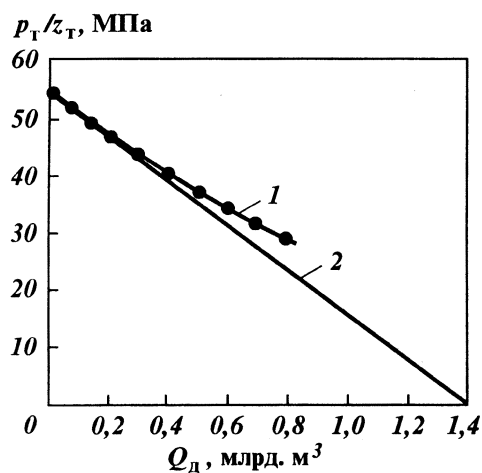
Если f в процессе эксплуатации увеличивается, режим залежи водонапорный. В этом случае возможен также приток газа в залежь из других горизонтов. Аналогичным образом будут отмечаться деформация пласта, ввод новых скважин, их остановка и другие факторы. При утечке газа из залежи, количество которого не учитывается, значение f со временем уменьшается.

Для многопластовых месторождений при перетоке газа из одного горизонта в другой для определения режима работы каждой залежи решают уравнение (4.2) или (4.3), в одно из которых добавляют, а из другого вычитают количество перетекающего газа. Режим работы газовой залежи можно определить графически путем построения зависимости изменения p^* , т.е. зависимости приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи от суммарного отбора газа Q_A во времени (рис. 4.1). Влияние неучета z показано на рис. 2.2.

В первом приближении p_n и p_t в формуле (4.2) можно принимать как средние арифметические по всем скважинам, но правильнее использовать их средневзвешенные значения по объему порового пространства Ω . При постоянных значениях пористости m и толщине h пласта p_n и p_t определяют по картам начальных и текущих равных давлений (картам изобар), приведенных к середине толщины продуктивного горизонта. При переменных m и h пластовое давление определяют по картам равных произведений пористости на толщину и давление (mhp) и произведения пористости на толщину (mh), названную Ю.П. Коротчаевым коэффициентом емкости коллектора.

На значение f в реальных неоднородных пластах будет влиять то обстоятельство, что в начале разработки вступают в эксплуатацию в основном высокопроницаемые прослои и участки залежи. В последующем вступают менее проницае-

Рис. 4.1. Зависимость приведенного средневзвешенного пластового давления газовой залежи от суммарного отбора газа Q_d во времени



мые прослой, которым, как правило, кроме того, предстоит преодолеть дополнительный перепад давления, обусловленный капиллярными силами в связи с наличием жидкости (воды и конденсата) в газонасыщенных пластах. Этот дополнительный перепад давления назовем начальным фильтрационным сопротивлением.

4.2. МОДЕЛИ ПЛАСТОВ

Модель пласта — это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах. Модель пласта следует отличать от расчетной схемы, которая учитывает только геометрическую форму пласта. Например, моделью пласта может быть слоисто-неоднородный пласт. В расчетной же схеме пласт при одной и той же его модели может быть представлен как пласт круговой формы, прямолинейный пласт и т.д.

Модели пластов и процессов извлечения из них газа облечены в математическую форму, т.е. характеризуются определенными математическими соотношениями.

Главной задачей при разработке газовых месторождений является составление расчетной модели на основе отдельных представлений, полученных в результате геолого-геофизического и гидродинамического изучения залежи. По данным геолого-геофизических и гидродинамических иссле-

дований, можно получить весьма пеструю картину месторождения. В расчетной модели ее следует упорядочить, выделив главные особенности моделируемых пластов и охарактеризовав их количественно.

Обычно все многообразие пластов-коллекторов углеводородов сводят к моделям пластов определенных типов, которые и будут далее рассмотрены.

Одна из основных особенностей газосодержащих пород — различие коллекторских свойств (пористости, газонасыщенности и проницаемости) на отдельных участках пластов. Эту пространственную изменчивость свойств пород-коллекторов углеводородов называют литологической неоднородностью пластов.

Вторая основная особенность коллекторов — наличие в них трещин, т.е. трещиноватость пластов. При разработке залежей эти особенности пород оказывают наиболее существенное влияние на процессы извлечения из них углеводородов.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на детерминированные и вероятностно-статистические.

4.2.1. ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЕ МОДЕЛИ

Детерминированные модели — это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на "фотографию" пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию вычислительной техники и соответствующих математических методов. При расчете данных процессов с использованием детерминированной модели всю площадь пласта или его объем разбивают на определенное число ячеек в зависимости от заданной точности расчета, сложности процесса разработки и мощности компьютера. Каждой ячейке придают те свойства, которые присущи пласту в области, соответствующей ее положению.

Дифференциальные уравнения разработки месторождения заменяют конечно-разностными соотношениями, а затем производят расчет на компьютере.

4.2.2. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ

Вероятностно-статистические модели не отражают детальные особенности строения и свойства пластов. При их использовании ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный. К числу наиболее известных и чаще всего используемых в теории и практике разработки газовых залежей вероятностно-статистических моделей пластов относятся следующие.

Модель однородного пласта

В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, осредняют. Часто, используя модель такого пласта, принимают гипотезу и о его изотропности, т.е. равенстве проницаемостей в любом направлении, исходящем из рассматриваемой точки пласта. Однако иногда считают пласт анизотропным. При этом принимают, что проницаемость пласта по вертикали (главным образом за счет напластования) отличается от его проницаемости по горизонтали. Модель однородного в вероятностно-статистическом смысле пласта используют для пластов с действительно небольшой неоднородностью.

Модель слоистого пласта

Эта модель представляет собой структуру (пласт), состоящую из набора слоев с пористостью m_i и проницаемостью k_i . При этом считают, что из всей толщины пласта h слои с пористостью в пределах Δm_i и проницаемостью в пределах Δk_i составляют часть Δh_i и т.д.

Разработка месторождений природных газов часто сопровождается проявлением водонапорного режима, в результате чего происходит обводнение эксплуатационных скважин. Основными причинами обводнения скважин являются слоистый характер строения продуктивного пласта, различие пропластков по коллекторским свойствам и неравномерность дренирования отложений по площади, в особенности — по толщине.

Для установления динамики обводнения эксплуатационного фонда скважин требуется решать двух- или трехмерные задачи с подвижной границей раздела газ—вода. В на-

стоящее время существуют различные подходы к решению двухмерных и трехмерных задач теории водонапорного режима.

Эффективность прогнозирования процесса обводнения скважин на базе двухмерных цифровых моделей зависит не только от количества и качества исходной геолого-промысловой информации. В большей мере она определяется трудностью установления граничных условий, которые имеют место в эксплуатационных скважинах при разработке месторождений. Иначе говоря, характер дренирования продуктивного пласта по толщине зависит от целого ряда факторов, которые не всегда удастся предвидеть и учесть в прогнозных газогидродинамических расчетах.

Поэтому часто процесс обводнения скважин на отдельных месторождениях воспринимается как случайный процесс. Предпосылками к этому являются следующие моменты. Во-первых, достаточно случайный характер распределения коллекторских свойств по площади и толщине пласта. Во-вторых, в определенной мере случайный характер расположения интервалов перфорации, забоев скважин по отношению к контурным водам в различных пропластках. В-третьих, случайность дренирования тех или иных интервалов продуктивного пласта в разных скважинах.

В связи с этим напрашивается идея вероятностно-статистического подхода к проблеме обводнения залежи газа и соответственно эксплуатационных скважин. Такой подход широко применяется в теории проектирования разработки нефтяных месторождений [2].

Считая, что найденная функция распределения проницаемости справедлива для всего газонасыщенного объема залежи, строим слоистую модель системы газовая залежь – водоносный бассейн. Под слоисто-неоднородной моделью пласта понимаем пласт, состоящий из n пропластков с различными значениями проницаемости и пористости, а также толщины пропластков. Каждый из пропластков не взаимодействует с соседними, т.е. между ними отсутствуют перетоки воды и газа. Значения коэффициентов проницаемости и пористости по отдельным пропласткам подчиняются соответствующим функциям плотности их распределения. Толщины для i -го пропластка $h_i = h_{эф} \alpha_i$, где $h_{эф}$ – общая эффективная толщина продуктивного горизонта; $\alpha_i = \eta_i / \eta_{общ}$; η_i – количество определений проницаемости, принадлежащих i -му интервалу его замеренных значений; $\eta_{общ}$ – общее количество определений проницаемости для данного горизонта; число

выделяемых пропластков равняется числу интервалов разбиения значений проницаемости.

Для сопоставления и выявления характерных особенностей проявления водонапорного режима целесообразно рассмотреть следующие три модели системы газовая залежь — водоносный пласт.

Модель I. Рассматривается поступление воды в укрупненную скважину и ее влияние на изменение среднего давления в залежи, причем продуктивный горизонт характеризуется однородностью коллекторских свойств по площади и толщине. Значения проницаемости и пористости продуктивного пласта принимаются равными математическим ожиданиям из соответствующих статистических совокупностей значений параметров. При воспроизведении истории разработки в расчетах принимается фактическая зависимость $Q^* = Q^*(t)$ изменения во времени отбора газа из залежи (в прогнозных расчетах эта зависимость предполагается известной). Газогидродинамические расчеты для модели I могут выполняться с использованием методики [4], основанной на решении задачи теории упругого режима фильтрации воды в укрупненную скважину при переменном во времени дебите.

Модель II. Рассматривается модель частично слоистого пласта, где в области газоносности пластовое давление принимается везде одинаковым и равным среднему давлению \tilde{p} в соответствующий момент времени. Это означает, что среднее давление в газоносной зоне каждого из пропластков одинаково $\tilde{p}_1(t) = \tilde{p}_2(t) = \dots = \tilde{p}_n(t) = \tilde{p}(t)$. Продвижение воды по каждому из пропластков определяется его коллекторскими свойствами. Следовательно, уравнение материального баланса для модели II имеет следующий вид:

$$\tilde{p}(t) = \frac{z(\tilde{p})}{\alpha\Omega_{\text{H}} - Q_{\text{B1}}(t) - Q_{\text{B2}}(t) - \dots - Q_{\text{Bn}}(t)} \left(\frac{p_{\text{H}}\alpha\Omega_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{A}}^*(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right). \quad (4.5)$$

Решение для модели II приведено в работе [5].

Модель III. В областях газо- и водоносности продуктивный горизонт представляется слоистым пластом. Поэтому $\tilde{p}_1(t) \neq \tilde{p}_2(t) \neq \dots \neq \tilde{p}(t)$. Уравнение материального баланса для i -го пропластка представляется в виде следующего выражения:

$$\tilde{p}_i(t) = \frac{z(\tilde{p}_i)}{\alpha\Omega_{\text{Hi}} - Q_{\text{Bi}}(t)} \left(\frac{p_{\text{H}}\alpha\Omega_{\text{Hi}}}{z_{\text{H}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{Ai}}^*(t) \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} \right), \quad (4.6)$$

$$\text{где } \alpha\Omega_{ni} = \alpha\pi R_3^2 m_i h_i; \quad Q_{Ai}^*(t) = \int_0^t Q_i^*(t) dt.$$

Воспроизводя историю разработки или выполняя прогноз-ные расчеты, наиболее вероятным представляется распределение отбора газа по пропласткам пропорционально значениям параметра проводимости. Поэтому в модели III принято допущение, что

$$Q_1^*(t) : Q_2^*(t) : \dots : Q_n^*(t) = k_1 h_1 : k_2 h_2 : \dots : k_n h_n. \quad (4.7)$$

Тогда для каждого пропластка задача продвижения воды оказывается замкнутой и расчет продвижения воды в каждый из пропластков осуществляется как в модели I, т.е. по методике [3].

Применительно к горизонту П-а месторождения Ачак выполнены газогидродинамические расчеты для указанных трех моделей системы газовая залежь — водоносный пласт.

Статистическая обработка кернового материала по залежам газа Ачакского месторождения показала, что плотность распределения коэффициента проницаемости описывается логарифмически — нормальным законом [3]. Например, для П-а горизонта месторождения Ачак функция плотности распределения проницаемости имеет следующий вид:

$$f(k) = \frac{0,4}{k} \exp\left[-0,476(\ln k - 3,9)^2\right], \quad (4.8)$$

где k — коэффициент проницаемости, отнесенный к 1 мкм^2 .

При рассмотрении слоистых моделей горизонт П-а подразделялся на 10 пропластков ($n = 10$). Фактическая история его разработки воспроизведена в течение десяти лет [4].

Слоистый характер строения пласта достаточно слабо сказался на общем количестве поступившей в залежь воды. Однако он существенно проявил себя на избирательном продвижении воды по отдельным пропласткам, причем в наибольшей мере в модели III пласта (хотя, как было указано выше, суммарное поступление воды в залежь здесь было незначительным).

Избирательность продвижения воды по отдельным пропласткам охарактеризовали безразмерной площадью обводнения $((S_{обвi}^* - S_{обвi}) / S_i)$, $S_{обвi}$ — обводненная площадь i -го пропластка; S_i — площадь газоносности i -го пропластка).

Размещение скважин на площади газоносности, интенсивность и темпы их обводнения в определенной мере могут

рассматриваться как случайные процессы (особенно в конечные годы разработки).

Модель трещиноватого пласта

Если коллектором газа являются трещины, разделяющие непористые и непроницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых равны l^* , разделенных щелями шириной b^* . При этом реальный пласт может иметь блоки породы различной величины и формы, а также трещины разной ширины.

Модель трещинно-пористого пласта

В реальном пласте, которому соответствует эта модель, газ содержится как в трещинах, так и в блоках, пористых и проницаемых. Эта модель может быть представлена в виде набора кубов с длиной грани l^* , разделенных трещинами со средней шириной b^* . Фильтрация газа, насыщающего трещинно-пористый пласт, происходит как по трещинам, так и по блокам. При этом вследствие значительной проницаемости трещин по сравнению с проницаемостью блоков любые изменения давления распространяются по трещинам быстрее, чем по блокам, в результате чего для разработки трещинно-пористых пластов характерны перетоки флюидов из блоков в трещины и наоборот.

Все перечисленные модели (однородного, слоистого, трещиноватого и трещинно-пористого пластов) отнесены к вероятностно-статистическому классу. Если же реальный пласт действительно весьма однороден, соответствующую модель однородного пласта можно считать детерминированной. Однако в природе совершенно однородные пласты встречаются крайне редко.

4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТА

Знание положения газоводяного контакта (ГВК) чрезвычайно важно при рассмотрении вопросов разработки газовых месторождений. От достоверности определения положения ГВК зависят точность подсчета запасов газа объемным методом и определение значения средневзвешенного давления в место-

рождении, а также определение направления продвижения контурных и подошвенных вод как по залежи в целом, так и к отдельным скважинам. Наиболее интересные исследования по изучению физической природы ГВК и созданию методов определения его положения проведены В.П. Савченко, Б.Б. Лапуком, Ю.П. Коротаяевым и др.

Газоводяной контакт не представляет собой строго горизонтальной поверхности раздела газа и воды. Как установлено многими исследователями, газоводяной контакт физически представляет собой переходную зону толщиной в несколько метров. Характер переходной зоны определяется в основном капиллярными силами. Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды; чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем сложнее структура переходной зоны, и наоборот.

Как правило, положение газоводяного контакта бывает строго горизонтальным лишь в однородных пластах и при практическом отсутствии фильтрационного потока пластовых вод.

В неоднородных же пластах и при наличии фильтрационного потока вод газоводяной контакт бывает наклонным, причем наклон этого контакта может достигать больших значений в направлении движения контурных вод.

Если в скважине вскрыт газоводяной контакт, его положение, как правило, устанавливается при помощи геофизических методов исследования (электрический и радиоактивный каротаж). Иногда геофизические методы при их применении в скважинах, заполненных глинистым раствором, например при наличии трещиноватых коллекторов, не дают возможности четко интерпретировать полученные результаты и определить положение газоводяного контакта. Тогда его устанавливают поэтапным опробованием снизу вверх небольших интервалов пласта, начиная с водяной и кончая газовой частью с последующим перекрытием вскрытых ранее интервалов. Этот способ оценки положения газоводяного контакта наиболее трудоемкий и требует для осуществления значительного времени. Следует иметь в виду, что при опробовании водяной части пласта при создании высоких депрессий может прорываться газовый конус и, наоборот, при опробовании газовой части образоваться водяной конус, что приводит к ошибкам в оценке газоводяного контакта. Кроме того, подтягивание газа или воды может произойти вследствие негерметичности цементного кольца за колонной. Если при опробовании вскрыта большая толщина пласта и полу-

чен одновременно приток газа и воды, то применяемыми в настоящее время методами установить положение контакта газ–вода с достаточной точностью затруднительно, наибольший эффект в этом случае дает применение акустико-гидродинамических исследований скважин.

Если же на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал толщины пласта, включающий газоводяной контакт, а обычные геофизические методы не дали положительного эффекта, то для оценки положения газоводяного контакта можно предложить также следующие способы его определения в скважине до ее задавки глинистым раствором и работ по изоляции притока воды.

1. Проведение в зоне вскрытого интервала, включая газовую и водяную части пласта, постволевых измерений давлений при помощи дифференциальных манометров в работающей скважине с последующей оценкой контакта по точке перегиба кривой изменения давления по глубине, происходящего вследствие различных соотношений между газом и жидкостью.

2. Проведение постволевого серийного отбора проб газа и воды в работающей скважине глубинными пробоотборниками в зоне вскрытого интервала. Анализ соотношения газа и воды в пробах, полученных с разных интервалов, позволит оценить положение газоводяного контакта, а именно, двигаясь сверху вниз, после прохождений контакта количество газа в пробах будет резко уменьшаться и соответствовать количеству растворенного газа в воде.

Для установления положения контакта достаточно построить зависимость изменения количества газа в пробоотборнике по глубине. Серийный отбор проб вместо единичных измерений необходим для того, чтобы исключить случайные отклонения, которые довольно часты при отборе двух фаз.

3. Проведение термокаротажа последовательно в работающей и остановленной скважине через лубрикатор и сопоставление полученных термограмм. Аномалия температурной кривой, полученной при работе скважины в зоне вскрытого интервала, соответствующая понижению температуры, характеризует газоносную часть пласта, а повышение температуры соответствует водоносной части пласта.

В настоящее время газоводяной контакт по уровню жидкости в остановленной скважине не устанавливаются, так как после ее возбуждения уровень жидкости в стволе обычно находится выше контакта газ–вода в пласте. Это может быть обусловлено как замедленной стабилизацией давлений вслед-

ствии низких коллекторских свойств пласта, влиянием капиллярных сил на границе газ–вода при наличии уровня воды в стволе скважины ниже кровли газоводяного пласта, так и пропусками газа в арматуре и соответствующей компенсацией за счет притока газа из пласта при наличии уровня выше кровли газоносного пласта. Аномально высокое положение контакта может объясняться плохой очисткой скважины и засорением призабойной зоны, вследствие чего затруднен уход жидкости в пласт при остановке скважины.

4. По уровню жидкости в остановленной скважине, вскрывшей зону газоводяного контакта, последний можно оценить путем проведения перфорации под давлением в предварительно осушенной скважине с последовательным вскрытием вначале верхней газоносной части пласта и затем нижней водоносной его части. При этом уровень жидкости, соответствующий газоводяному контакту, отбивается, например, путем проведения поствольтных измерений давлений глубинными приборами по точке перегиба кривой изменения давления по глубине или другими способами. Этот способ применим для наблюдения за изменением ГВК при разработке.

5. Для оценки высоты газоводяного контакта, когда на месторождении, особенно с аномально высоким давлением, пробурена одна или несколько скважин, не дошедших до водяной части пласта, можно применить следующий метод при известном устьевом давлении p_y и пластовом давлении на контакте газ–вода p_k , равном гидростатическому (или отличающемся на известное значение).

Тогда давление на контакте газ–вода по газу и воде

$$p_k = p_y e^{\frac{0,03415\rho L_k}{T_{cp}z_{cp}}};$$

$$p_k = 0,01\rho_b L_k g.$$

Приравнивая два этих уравнения, имеем

$$0,01\rho_b L_k g = p_y e^{\frac{0,03415\rho L_k}{T_{cp}z_{cp}}}. \quad (4.9)$$

Откуда методом подбора находим значение L_k , когда равенство (4.9) будет соблюдаться, это будет соответствовать высотному положению контакта газ–вода L_k .

Вместо формулы (4.9) может быть предложена следующая. Раскладывая в ряд показательную функцию в правой части уравнения (4.9), имеем:

$$0,01\rho_{\text{в}}L_{\text{к}}g = p_{\text{y}}\left(1 + 0,03415\frac{\bar{\rho}L_{\text{к}}}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}\right) = p_{\text{y}}(1 + s_1L_{\text{к}}),$$

$$\text{где } s_1 = 0,03415\frac{\bar{\rho}L_{\text{к}}}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}.$$

Преобразовывая последнее выражение и решая относительно $L_{\text{к}}$, получаем

$$0,01\rho_{\text{в}}L_{\text{к}}g = p_{\text{y}} + p_{\text{y}}s_1L_{\text{к}}; p_{\text{y}} = L_{\text{к}}(0,01\rho_{\text{в}}g - p_{\text{y}}s_1)$$

или окончательно имеем формулу для определения контакта газ – вода

$$L_{\text{к}} = \frac{p_{\text{y}}}{0,01\rho_{\text{в}}g - p_{\text{y}}0,03415\frac{\rho}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}}.$$

Когда измерено пластовое давление p_3 на глубине L , тогда для определения контакта газ – вода решаем следующее уравнение:

$$0,01\rho_{\text{в}}L_{\text{к}}g = p_3 e^{0,03415\frac{\rho(L_{\text{к}}-L)}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}}$$

методом подбора значения $L_{\text{к}}$. Разлагая в ряд экспоненциальную функцию, имеем

$$0,01\rho_{\text{в}}L_{\text{к}}g = p_3[1 + s_1(L_{\text{к}} - L)].$$

Откуда

$$L_{\text{к}} = \frac{1 - s_1L}{\frac{0,01\rho_{\text{в}}g}{p_3} - s_1}$$

или

$$L_{\text{к}} = \frac{1 - 0,03415\frac{\rho L}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}}{0,01\frac{\rho_{\text{в}}g}{p_3} - 0,03415\frac{\rho}{T_{\text{ср}}z_{\text{ср}}}},$$

где $T_{\text{ср}}$ и $z_{\text{ср}}$ берутся как средние между L и $L_{\text{к}}$ и p_3 и $p_{\text{к}}$. Последние величины соответственно пластовое давление на забое скважины и газовой контакте.

Данный метод можно применить для определения глубины заложения проектных разведочных скважин для вскрытия газовой контакте.

6. В.П. Савченко предложил метод установления газоводяного контакта без специального бурения скважин в зоне контакта газ–вода при наличии на месторождении двух и более скважин, отдельно вскрывших водяную и газовую части пласта, или одной скважины, в которой отдельно проведено испытание сначала водяной, а затем газовой части пласта (рис. 4.2).

Для газовой скважины А можем записать

$$p_k = p_{плА} + 0,01\rho_{г}l_1g.$$

Для водяной скважины Б можем записать

$$p_k = p_{плБ} - 0,01\rho_{в}l_2g.$$

Кроме того, имеем следующее $l = l_1 + l_2$.

Решая совместно эти уравнения относительно l_1 , имеем

$$p_{плА} + 0,01\rho_{г}l_1g = p_{плБ} - 0,01\rho_{в}(l - l_1)g$$

или

$$0,01l_1(\rho_{в} - \rho_{г}) = p_{плА} - p_{плБ} + 0,01\rho_{в}lg;$$

$$l_1 = \frac{\rho_{в}gl + 100(p_{плА} - p_{плБ})}{g(\rho_{в} - \rho_{г})}, \quad (4.10)$$

где l_1 в м; $\rho_{в}$ и $\rho_{г}$ в г/см³; p в МПа.

Формула (4.10) справедлива, когда изменением величин $\rho_{в}$ и $\rho_{г}$ по глубине от точек p_A и p_B до газоводяного контакта можно пренебречь и закон изменения давления в газовой и водяной частях залежи подчиняется уравнению прямой соответственно с угловыми коэффициентами, равными средним

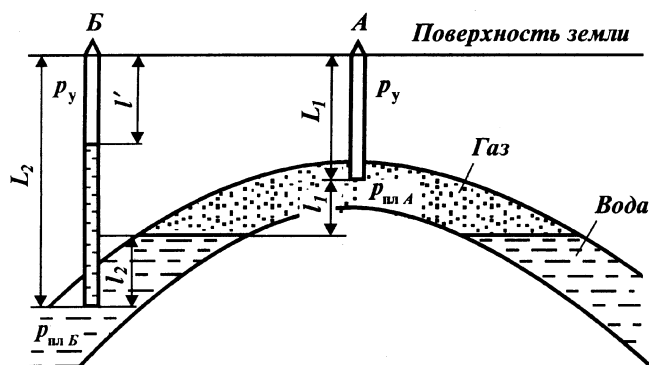


Рис. 4.2. Схема газовой залежи с горизонтальным контактом газ – вода

значениям ρ_v и ρ_r . Погрешность в применении формулы (4.10) пренебрежимо мала, когда величины l_1 и $l-l_1$ небольшие.

Изменение давления в газовой и водяной частях пласта не соответствует уравнению прямой вследствие изменения давления, температуры, коэффициента сверхсжимаемости газа, состава газа и воды и количества растворенного газа в жидкости по глубине. Изменение указанных факторов по глубине при значительных l и $l-l_1$ необходимо учитывать при определении газовой контактной точки.

Определив по данным экспериментальных исследований и соответствующих анализов характер и степень влияния указанных факторов на ρ_r и ρ_v , в каждом конкретном случае можно установить закономерность изменения давления в газовой и водяной частях пласта по глубине. Далее, зная давления p_A и p_B и их изменения по глубине, положение газовой контактной точки можно найти графическим путем. Для этого строим график $p(l)$, отмечаем точку, соответствующую p_A , и от нее строим кривую, характеризующую закон изменения давлений в водяной части пласта. Точка пересечения этих кривых будет соответствовать газовой контактной точке в газовой залежи.

При постоянном составе газа закон распределения давления по глубине l_1 будет соответствовать барометрической формуле, если принять для расчета среднее значение температуры. Тогда при постоянном составе жидкости, принимая для расчета среднее количество растворенного газа на глубине $l-l_1$, газовой контактной точки можно определить следующим образом.

Давление у газовой контактной точки при известном давлении на забое водяной скважины B определяется по формуле

$$p_k = p_B - 0,01l_2\rho_v g.$$

Более точный расчетный метод определения контактной точки газ-вода по сравнению с формулой (4.10) состоит в совместном решении барометрической формулы с формулой гидростатического столба воды, а именно

$$p_{пал} e^{0,03415 \frac{\rho l_1}{T_{ср} z_{ср}}} = p_{пал} - 0,01\rho_v(l-l_1)g. \quad (4.11)$$

Методика расчета l_1 по формуле (4.11) состоит в следующем. Подставляя все известные величины и задавая $l_1 < l$, путем последовательных приближений находим такое значение l_1 , при котором равенство (4.11) будет соблюдаться. Это

значение и будет отвечать истинному расстоянию по вертикали до контакта.

Разлагая в ряд левую часть и ограничиваясь первыми двумя членами, получаем

$$p_{\text{пЛА}}(1 + s_1 l_1) = p_{\text{пЛБ}} - 0,01g\rho_{\text{в}}(l - l_1).$$

Откуда

$$l_1 = \frac{p_{\text{пЛА}} + 0,01\rho_{\text{в}}gl - p_{\text{пЛБ}}}{0,01g\rho_{\text{в}} - 0,03415\rho \frac{p_{\text{пЛА}}}{T_{\text{пЛ}}z_{\text{пЛ}}}}, \quad (4.12)$$

которая практически совпадает с формулой (4.10), если в ней выразить ρ через $\rho_{\text{в}}$, а именно: $\rho = \frac{273\rho'_{\text{в}}p_{\text{пЛА}}}{p_{\text{ат}}z_{\text{пЛ}}T_{\text{пЛ}}g}$, где $\rho'_{\text{в}}$ — плотность воздуха, равная $0,001293 \text{ г/м}^3$, и $p_{\text{ат}} = 0,1033 \text{ МПа}$.

Для определения наклона газоводяного контакта (рис. 4.3) находим пластовые давления $p_{\text{В1}}$ и $p_{\text{В2}}$, приведенные к горизонтальной плоскости I—I, и пересчитываем их на плоскость II—II, на которой давление в скважинах B_1 и B_2

$$p_{\text{В1}} - 0,01g\rho_{\text{в}}\Delta l = p_{\text{В2}} - 0,01g\Delta l\rho_{\text{г}};$$

$$p_{\text{В1}} - p_{\text{В2}} = 0,01g(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})\Delta l$$

или

$$\Delta l = \frac{100(p_{\text{В1}} - p_{\text{В2}})}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}}, \quad (4.13)$$

где Δl — разность высотного положения газоводяного контакта на протяжении участка газовой залежи между скважинами B_1 и B_2 .

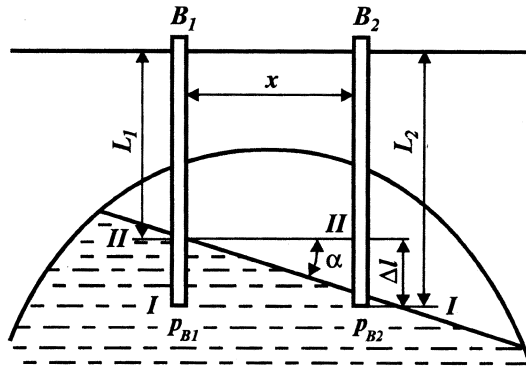


Рис. 4.3. Схема газовой залежи с наклонным контактом газ — вода

Более точный расчет наклона газоводяного контакта по сравнению с формулой (3.13) методом последовательных приближений по уравнению для наклонного контакта имеет вид:

$$p_{B1} - 0,01\rho_B\Delta l = p_{B2} \frac{p_{B2}}{e^{s_1\Delta l}}, \quad (4.14)$$

где $s_1 = 0,03415 \frac{\rho}{T_{пл}z_{пл}}$. Решается методом подбора величины Δl .

Разлагая $e^{s_1\Delta l}$ в ряд по формуле (4.14) и ограничиваясь первыми двумя членами ряда, получаем

$$p_{B1} - 0,01g\rho_B\Delta l = \frac{p_{B2}}{1 + s_1\Delta l};$$

$$(p_{B1} - 0,01g\rho_B\Delta l)(1 + s_1\Delta l) = p_{B2};$$

$$(100p_{B1} - g\rho_B\Delta l)(1 + s_1\Delta l) = 100p_{B2};$$

$$100p_{B1} + 100p_{B1}s_1\Delta l - g\rho_B\Delta l - g\rho_Bs_1\Delta l^2 - 100p_{B2} = 0;$$

$$g\rho_Bs_1\Delta l^2 + (g\rho_B - 100p_{B1}s_1)\Delta l + 100(p_{B2} - p_{B1}) = 0.$$

Решая относительно Δl , имеем

$$\Delta l = \frac{\sqrt{(g\rho_B - 100p_{B1}s_1)^2 - 400\rho_Bs_1g(p_{B2} - p_{B1}) - g\rho_B + 100p_{B1}s_1}}{2\rho_Bs_1g}.$$

Определив величину Δl , находим коэффициент α , соответствующий тангенсу угла наклона контакта к горизонтали:

$$\alpha = \Delta l/x,$$

где x — расстояние между скважинами по горизонтали.

Зная значение α и абсолютную отметку газоводяного контакта в одной скважине, можно найти абсолютную отметку газоводяного контакта в других скважинах по формуле вида

$$l_2 = l_1 + \alpha x.$$

При определении положения контакта с использованием законтурных скважин, расположенных на значительном расстоянии от газовой залежи, следует учитывать направление движения вод от области питания до области разгрузки и потери пьезометрического напора на расстоянии от данной законтурной скважины до газовой залежи.

Выше были рассмотрены методы определения газоводяного контакта, обычно применяемые в процессе разведки мес-

торождения. Некоторые из них можно применить и при разработке месторождения.

При разработке месторождения контролируют положение газовой контактной поверхности и его изменение во времени в скважинах, пробуренных до контакта газ – вода, и проводят анализ материалов эксплуатации скважин, в которых наблюдается появление пластовой воды, а также при помощи наблюдения за уровнями воды в законтурных скважинах.

Наблюдение за изменением положения газовой контактной поверхности в процессе разработки позволяет определить режим работы залежи и количество поступающей воды, что дает возможность обоснованно планировать расположение и выбирать конструкцию и глубину забоя проектных скважин. Образование языков и конусов подошвенной воды приводит к искривлению контакта, что надо учитывать при анализе материалов. Кроме того, следует различать пластовую воду и смесь технической и связанной воды, количество которой может достигать больших значений.

Для контроля за продвижением ГВК в процессе разработки месторождений широко применяют геофизические методы. С этой целью применяют специальные глухие скважины, которые располагают внутри куста эксплуатационных скважин.

В процессе разработки продвижение воды в залежь начинается с высокопроницаемых прослоев. Встречаемые глинистые линзы и низкопроницаемые разности замедляют продвижение ГВК.

4.4. ДЕФОРМАЦИИ ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА ГАЗ – ВОДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

Многие месторождения газа разрабатываются при проявлении водонапорного режима. При водонапорном режиме происходит эксплуатация подземных газохранилищ, созданных в водоносных пластах. Соответствующие фильтрационные задачи с подвижной границей раздела газ – вода можно подразделить на две группы.

Для первой группы характерно исследование влияния особенностей проявления водонапорного режима на показатели разработки газового месторождения. Методы решения задач первой группы позволяют учесть влияние поступления воды в залежь на технико-экономические показатели разработки и

коэффициент газоотдачи пласта. При этом газовая залежь рассматривается как укрупненная скважина и исследуются двумерные задачи с подвижной границей раздела газ–вода. Соответствующие постановки и методы решения задач теории водонапорного режима приведены в [4].

Вторая группа задач связана с исследованием влияния работы одной эксплуатационной скважины на характер движения границы раздела газ–вода. Здесь одной из первых М. Маскетом была сформулирована задача стационарного конусообразования [6]. Согласно теории М. Маскета, можно найти безводный дебит нефти, при котором образуется стационарный конус подошвенной воды. В дальнейшем задача М. Маскета рассматривалась многими авторами. В частности, были получены обобщения применительно к расчету безводного дебита газовой скважины [7].

Промысловые данные показывают, что теория стационарного конусообразования не позволяет достоверно устанавливать технологические режимы эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды. В частности, наши проверки на фактическом промышленном материале месторождения Матцен–Бакфлисс показали приемлемые результаты на менее 50 % скважин.

На образование конусов оказывает большое влияние слоистая неоднородность пласта. Наличие непроницаемых или низкопроницаемых прослоев или линз затрудняет продвижение воды в виде конусов или их подъема возрастает. В связи с этим часто наблюдается продвижение воды по напластованию по наиболее проницаемым пропласткам. На поступление воды к забою скважины оказывает работа при форсированных дебитах при $Q > Q_{кр}$ из-за возникающих акустических колебаний, ускоряющих продвижение воды.

В работе [10] приводятся результаты численного интегрирования системы уравнений, описывающих нестационарную фильтрацию жидкости и газа в неоднородной по коллекторским свойствам пористой среде с учетом сил гравитации.

Исходная система уравнений в цилиндрических координатах записывается в виде [5]

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_r}{\mu_r} p_r \frac{\partial P_r}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{k_r}{\mu_r} p_r \frac{\partial P_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} - \left(\frac{k_z}{\mu_r} p_r \frac{\partial P_r}{\partial z} \right) = m \frac{\partial p_r}{\partial t}; \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_r}{\mu_B} h_B \frac{\partial P_B}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{k_r}{\mu_B} h_B \frac{\partial P_B}{\partial r} \right) = m \frac{\partial h_B}{\partial t}, \quad (4.16)$$

где

$$P_{\Gamma} = p_{\Gamma} + g \int_0^{h_{\Gamma}} \rho_{\Gamma}(p_{\Gamma}) \partial z;$$

$$P_{\text{В}} = p_{\text{В}} - \rho_{\text{В}} g h_{\text{В}};$$

p_{Γ} , $p_{\text{В}}$ — давление на кровле газонасыщенного и на подошве водонасыщенного пластов соответственно; P_{Γ} , $P_{\text{В}}$ — давление в тех же точках, приведенное к газоводяному контакту; ρ_{Γ} , $\rho_{\text{В}}$ — плотность газа и воды в пластовых условиях соответственно; g — ускорение силы тяжести; k_r , k_z — проницаемость коллектора вдоль и поперек напластования соответственно; m — пористость; t — время; $h_{\text{В}}$ — переменная во времени толщина водоносной зоны пласта; μ_{Γ} , $\mu_{\text{В}}$ — коэффициенты динамической вязкости газа и воды соответственно.

Система уравнений (4.15) и (4.16) интегрируется при соответствующих начальных и граничных условиях. На границе раздела газа и воды должны выполняться условия

$$\frac{k_z}{\mu_{\Gamma}} \frac{\partial P_{\Gamma}}{\partial n} = \frac{k_z}{\mu_{\text{В}}} \frac{\partial P_{\text{В}}}{\partial n}; \quad (4.17)$$

$$p_{\Gamma} = p_{\text{В}}.$$

При принятом условии о гидростатическом распределении давления в водоносной части пласта правая часть выражения (4.17) не определена. Поэтому скорость вторжения воды в газовую часть пласта определяется исходя из уравнения материального баланса.

Для приведенной формулировки задачи не требуется использования кинематического условия на подвижной границе раздела газ — вода.

Алгоритм решения задачи заключается в следующем:

1. При заданных граничных и начальных условиях по газонасыщенной части пласта на момент времени t в результате решения уравнения (4.15) методом прогонки определяется поле давлений на момент времени $t + \Delta t$.

2. По найденным давлениям на контакте газ — вода из решения уравнения (4.16) находится положение границы раздела на момент времени $t + \Delta t$ ($h_{\text{В}} = h_{\text{В}}(r)$).

3. Для изменившейся газонасыщенной части пласта рассчитывается поле давлений в ней на момент времени $t + 2\Delta t$ и т.д.

С применением описанного алгоритма были рассмотрены особенности движения подошвенной воды при эксплуатации

скважин Оренбургского месторождения. Считалось, что каждая скважина дренирует свой удельный объем пласта и через внешнюю границу выбранного удельного объема дренирования отсутствует приток и газа, и воды. Радиус удельного объема дренирования 500 м, толщина газонасыщенной зоны 340 м, водонасыщенной — 400 м. Пласт дренируется несовершенной скважиной, у которой работающий интервал составляет 85 м и находится на расстоянии 204 м от кровли пласта и на расстоянии 51 м от начального положения ГВК. Пористость 0,11, начальное пластовое давление 20,0 МПа, плотность газа в пластовых условиях 0,21 г/см³, плотность воды 1,17 г/см³.

На рис. 4.4 приводятся зависимости ординаты Y вертикального подъема вершины конуса под скважиной для разных дебитов газа. При этом пласт однороден по коллекторским свойствам и проницаемость равна 0,02 мкм². Кривая 1 соответствует дебиту скважины 0,7 млн. м³/сут. Вершина конуса достигает забоя скважины через 1530 сут. Кривая 2 соответствует дебиту 1,06 млн. м³/сут, скважина обводняется через 690 сут, кривая 3 соответствует дебиту 2,12 млн. м³/сут, скважина обводняется через 65 сут.

В использованной расчетной модели учитывалось также наличие под скважиной вертикальной системы трещин, проницаемость которой принималась равной 2 мкм². Кривая 4

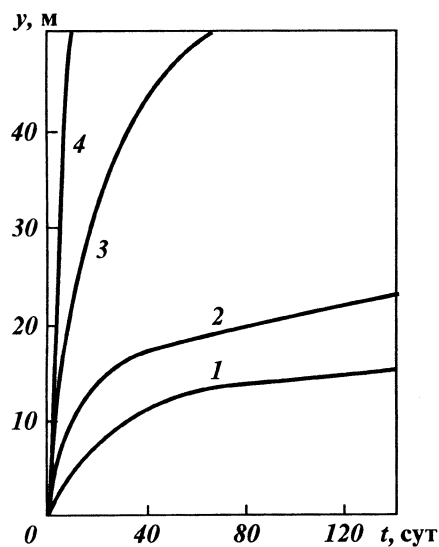


Рис. 4.4. Зависимость высоты подъема вершины конуса от времени при разных дебитах

соответствует случаю наличия такой системы трещин и значению дебита скважины $0,7 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$. При этих условиях скважина обводняется на одиннадцатые сутки ее работы.

В зависимости от параметров пласта и степени вскрытия эксплуатационной скважины ее обводнение может произойти за период от нескольких суток до нескольких месяцев (при наличии трещиноватости) и до нескольких лет в случае однородного по коллекторским свойствам пласта.

Для изучения возможности регулирования процесса обводнения скважин была исследована динамика оседания конуса подошвенной воды при остановке эксплуатационной скважины. Результаты расчетов представлены на рис. 4.5. Кривая 1 соответствует случаю, когда скважина работала с дебитом $2,12 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ до обводнения, а затем была остановлена. Те же расчеты проведены для скважины при дебите $0,7 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ (кривая 2). Только в этом случае под скважиной моделировалась трещина, проницаемость которой составила $0,06 \text{ мкм}^2$, т.е. в три раза выше проницаемости пласта вдоль напластования.

Процесс оседания конуса является более интенсивным, чем процесс его формирования. Это объясняется тем, что при образовании конуса гравитационные силы препятствуют, а при оседании — способствуют движению границы раздела газ — вода.

Следующий пример в первом приближении соответствует модели месторождения Медвежье. Залежь пластово-массивного типа, повсеместно подстилается пластовой водой, имеет хорошие коллекторские свойства (высокие проницаемость, пьезопроводность, пористость и др.). Расчеты велись при радиусе удельного объема дренирования 1500 м , толщине водонапорного бассейна 500 м , начальном пластовом давлении $11,7 \text{ МПа}$, коэффициенте пористости $0,27$, плотности газа

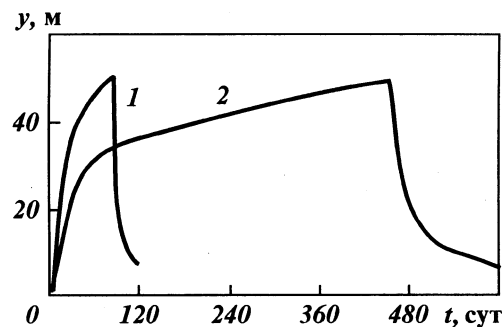
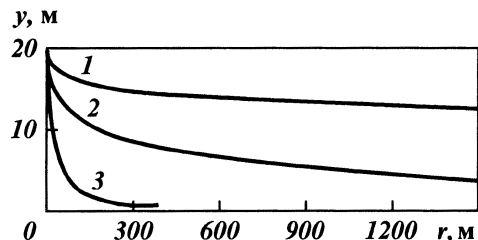


Рис. 4.5. Динамика конусообразования при пуске и остановке скважины

Рис. 4.6. Форма контакта газ – вода на момент обводнения скважины, $q = 1$ млн. м³/сут:
 1 – $k = 0,6$ мкм²; $t = 1040$ сут, $\Delta p = 0,08$ МПа;
 2 – $k = 0,3$ мкм²; $t = 350$ сут, $\Delta p = 0,16$ МПа;
 3 – $k = 0,1$ мкм²; $t = 10$ сут, $\Delta p = 0,3$ МПа



0,072 г/см³ и воды 1,17 г/см³. В расчетах учитывался общий подъем контакта газ – вода по месторождению за счет ее притока из водонапорной системы.

На рис. 4.6 приведены формы контакта газ – вода на момент подхода вершины конуса к забою скважины при различных значениях коэффициента проницаемости коллектора и постоянном дебите 1 млн. м³/сут. Газонасыщенная толщина была принята равной 70 м при степени вскрытия 0,7.

На рис. 4.7 показаны результаты расчетов при дебите 2 млн. м³/сут, газонасыщенной мощности 100 м и степени вскрытия 0,5.

Как следует из анализа полученных результатов, существенное влияние на скорость движения вершины конуса оказывают значения коэффициента проницаемости, дебита скважины, степени вскрытия и общей газонасыщенной толщины пласта.

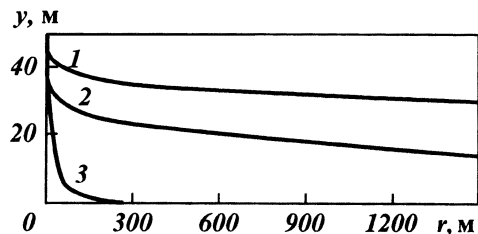
Важными являются задачи закачки и отбора газа при создании и эксплуатации подземных газохранилищ в водоносных пластах.

Для теории и практики эксплуатации скважин заслуживают внимания задачи:

нестационарного движения подошвенной воды при отборе газа, прекращении отбора и закачки газа;

формирования газового "пузыря" при закачке газа в водоносный пласт, деформирования его при простоях скважины и отборе газа;

Рис. 4.7. Форма контакта газ – вода на момент обводнения скважины, $q = 2,0$ млн. м³/сут:
 1 – $k = 0,6$ мкм²; $t = 2250$ сут, $\Delta p = 0,2$ МПа;
 2 – $k = 0,3$ мкм²; $t = 1130$ сут, $\Delta p = 0,34$ МПа;
 3 – $k = 0,1$ мкм²; $t = 5$ сут, $\Delta p = 0,74$ МПа



эксплуатации нефтяных скважин при наличии газовой шапки.

В работе [9] приводится приближенная методика решения, пригодная для исследования перечисленных задач. Приближенность методики объясняется принятием принципа вертикального равновесия [10]. Согласно этому принципу распределение давлений в вертикальных сечениях считается гидростатическим.

Рассмотрен осесимметричный приток газа к совершенной скважине при наличии подошвенной воды. Тогда дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа запишется в виде:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\rho_{\Gamma} h_{\Gamma} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\rho_{\Gamma} h_{\Gamma} \frac{\partial P_{\Gamma}}{\partial r} \right) = \frac{m \mu_{\Gamma}}{k_{\Gamma}} \frac{\partial (\rho_{\Gamma} h_{\Gamma})}{\partial t}. \quad (4.18)$$

и соответственно для подошвенной воды, в предположении несжимаемости ее

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\rho_{\text{в}} h_{\text{в}} \frac{\partial P_{\text{в}}}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\rho_{\text{в}} h_{\text{в}} \frac{\partial P_{\text{в}}}{\partial r} \right) = \frac{m \mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}} \frac{\partial (\rho_{\text{в}} h_{\text{в}})}{\partial t}, \quad (4.19)$$

где

$$P_{\Gamma} = p_{\Gamma} + \frac{1}{2} \rho_{\Gamma} h_{\Gamma} + \rho_{\text{в}} h_{\text{в}}; \quad P_{\text{в}} = p_{\text{в}} + \frac{1}{2} \rho_{\text{в}} h_{\text{в}}; \quad h_{\text{в}} + h_{\Gamma} = h_0;$$

p_{Γ} , $p_{\text{в}}$ — давление в срединных (по вертикали) точках газо- и водонасыщенных зонах пласта; P_{Γ} , $P_{\text{в}}$ — приведенные к подошве пласта давления в тех же точках; h_{Γ} , $h_{\text{в}}$ — мощности газо- и водонасыщенных зон пласта являются искомыми функциями координаты r и времени t , т.е. $h_{\Gamma} = h_{\Gamma}(r, t)$ и $h_{\text{в}} = h_{\text{в}}(r, t)$; k_{Γ} , $k_{\text{в}}$ — коэффициенты проницаемости для газа и воды; μ_{Γ} , $\mu_{\text{в}}$ — коэффициенты динамической вязкости газа и воды; $h_0 = \text{const}$ — суммарная мощность пласта; ρ_{Γ} , $\rho_{\text{в}}$ — соответственно плотности газа и воды.

Считается, что каждая скважина дренирует свою зону пласта. Тогда на контуре пласта радиуса $R_{\text{к}}$ имеем условия непроницаемости $\partial P_{\Gamma} / \partial r = 0$ и $\partial P_{\text{в}} / \partial r = 0$. На скважине радиуса $R_{\text{с}}$ зададим постоянный во времени расход газа, т.е. $2\pi R_{\text{с}} k_{\Gamma} h_{\Gamma} / \mu_{\Gamma} p_{\Gamma} / p_{\text{ат}} \partial P / \partial r = q_{\Gamma}$. В начальный момент времени пласт был в невозмущенном состоянии. Граница раздела газ — вода являлась горизонтальной, а давление — неизменным вдоль координаты r . Забой скважины находился на уровне начального ГВК.

Сначала отбора газа начинается движение ГВК. Если в момент времени t граница газ — вода относительно начального

положения поднялась на величину Δh вдоль забоя скважины, то дебит поступающей в скважину воды равняется $q_b = 2\pi R_c \Delta h k_b / \mu_b \partial P_b / \partial r$.

В случае пренебрежения отбором воды имеем, что $q_b = 0$. Приводимые ниже результаты некоторых расчетов соответствуют случаю, когда $q_b = 0$.

Решение системы уравнений (4.18) – (4.19) при отмеченных краевых условиях позволяет находить положение границы раздела газ – вода (в результате определения искомой зависимости $h_r = h_r(r, t)$) и давления в разных точках пласта. Для решения сформулированной задачи с помощью цилиндрических сечений с шагом Δr пласт разбивается на конечные элементы. Внутри отдельных цилиндрических элементов граница ГVK считается горизонтальной, а приведенное давление – неизменным по вертикали.

Уравнения (4.18), (4.19) приводятся к форме конечных балансовых уравнений для элементарных цилиндрических объемов. Эти уравнения при $\rho_b = \text{const}$ в результате соответствующих преобразований приводятся к виду уравнений параболического типа с распределенным в области интегрирования источником [9].

В результате уравнение (4.19), рассматриваемое относительно неизвестного $h_b(r, t)$, оказывается параболическим и его численное интегрирование, как и решение суммарного уравнения относительно $P_r(r, t)$, производится с использованием метода прогонки, решение осуществляется в два этапа. На первом этапе с учетом известных на предыдущем временном слое распределения $h_b = h_b(r, t - \Delta t)$ и расходов воды в каждом элементарном цилиндре находится поле давлений, т.е. $P_r = P_r(r, t)$. На следующем этапе с использованием найденного решения $P_r = P_r(r, t)$ и $P_b = P_b(r, t)$ отыскивается зависимость $h_b = h_b(r, t)$.

Для иллюстрации возможностей описанного алгоритма приведем некоторые результаты расчетов на компьютере.

Скважина эксплуатируется с постоянным во времени дебитом газа, равным 10 % от удельных запасов газа в год. С самого начала ее эксплуатации происходит деформация границы раздела газ – вода. Форма этой границы раздела и динамика ее изменения изображены на рис. 4.8.

Здесь y – высота подъема границы раздела от начального положения ГVK. Цифрой 1 помечена граница раздела через год эксплуатации скважины, цифрой 2 – через два года и т.д.

Пласт является замкнутым. Упругая энергия подстилающей

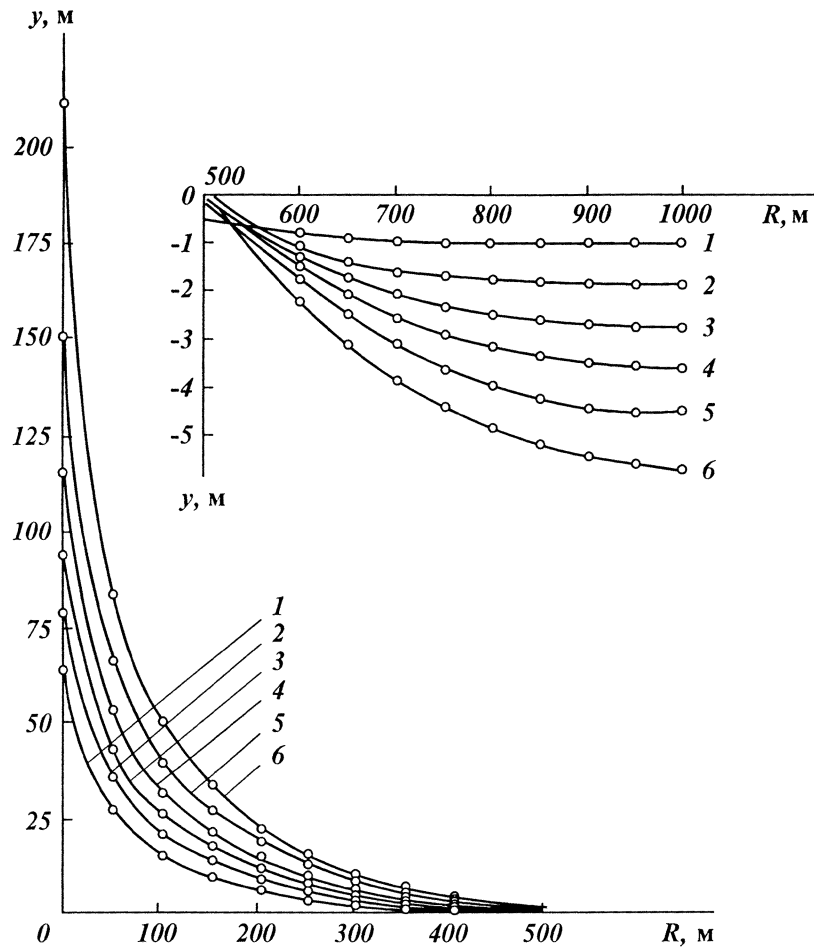


Рис. 4.8. Динамика границы раздела газ – вода при эксплуатации скважины

воды незначительная. Деформация границы раздела газ – вода объясняется наличием фильтрационного течения газа и значительной упругой энергией сжатого газа. Вследствие фильтрации газа наименьшие давления имеют место вблизи скважины. Поэтому здесь наибольшая ордината подъема границы раздела газ – вода. На периферии газ выжимает воду в зоны пониженного давления. Поэтому у границы пласта происходит опускание контакта газ – вода. Это является следствием проявления упругих свойств газа.

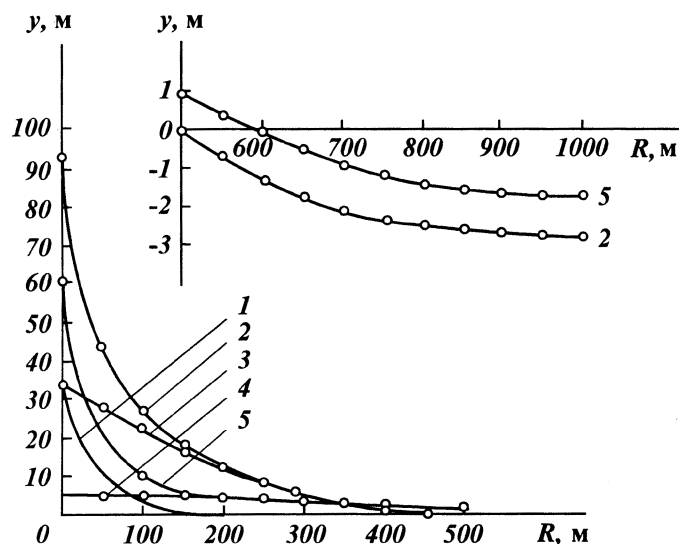


Рис. 4.9. Положение границы раздела газ – вода при отборе газа и остановке скважины

На рис. 4.9 приведены результаты расчетов применительно к циклической эксплуатации скважины. Цифрой 1 указана конфигурация границы раздела газ – вода на конец 2-го месяца (эксплуатация скважины с дебитом, равным 10 % от запасов в год), цифрой 2 – на конец 38-го месяца. Затем скважина была остановлена. Форма границы раздела на конец 2-го месяца простоя отмечена цифрой 3, а на конец 26-го месяца – 4. После этого скважина вновь пущена в эксплуатацию. Новая форма границы раздела газ – вода по истечении двух месяцев отбора газа характеризуется цифрой 5.

Для той же скважины смоделирована динамика во времени процесса: отбор газа – простой – закачка газа. Результаты соответствующих расчетов иллюстрируются на рис. 4.10. Цифра 1 относится к 5-му году эксплуатации скважины. После пяти лет скважина остановлена, и форма границы раздела на конец 1-го года простоя скважины отмечена цифрой 2. Затем начата закачка газа с расходом, равным дебиту отбора газа. Соответствующие формы контакта газ – вода на конец 1-го и 3-го годов закачки газа характеризуются соответственно цифрами 3 и 4. Видно (см. рис. 4.10), что если при отборе газа ГВК у границы пласта опускается, то при закачке газа здесь происходит подъем ГВК.

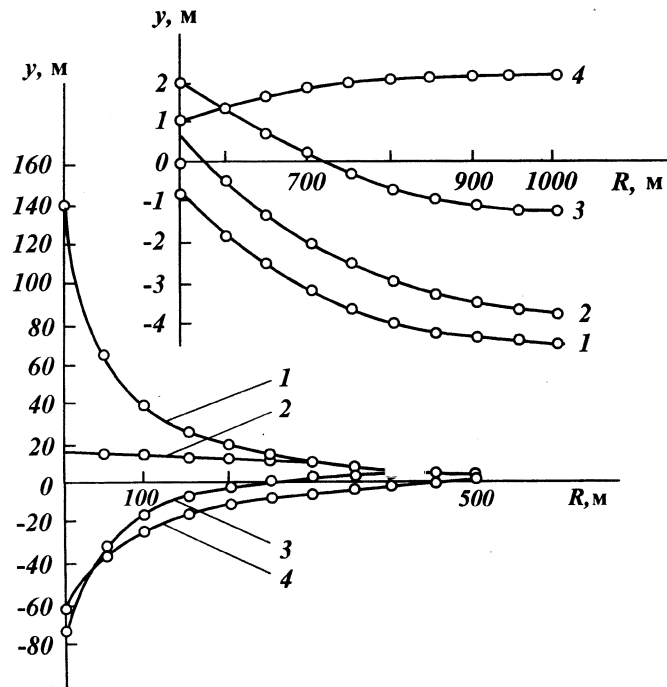


Рис. 4.10. Перемещения ГВК в процессе отбора газа — простоя скважины — закачки газа

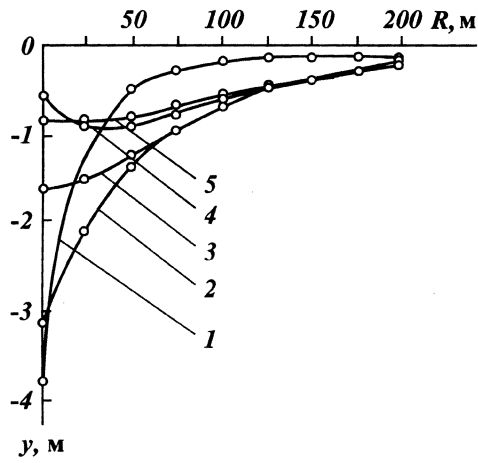


Рис. 4.11 Динамика движения ГВК при закачке газа в водоносный пласт с последующим отбором газа

Применительно к эксплуатации подземных газохранилищ в водоносных пластах представляют интерес результаты решения следующей задачи.

Через скважину начинается закачка газа. На конец 1-го месяца закачки граница раздела газ–вода характеризуется цифрой 1, на конец периода закачки (4-го месяца) — цифрой 2 (рис. 4.11). Простой скважины длится 2 месяца, и соответствующая форма ГВК на конец этого периода отмечена цифрой 3. Период отбора продолжается 4 месяца. Конфигурация ГВК к концу периода отбора характеризуется цифрой 4. Период простоя в 2 месяца приводит к форме границы раздела газ–вода, соответствующей цифре 5.

4.5. ОСНОВНЫЕ ПЕРИОДЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений принято выделять следующие периоды добычи газа: нарастающей, постоянной и падающей (рис. 4.12).

Период нарастающей добычи газа характеризуется разбуриванием и обустройством месторождения. В период постоянной добычи, продолжающийся до экономической нецелесообразности добуривания скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы газа месторождения (порядка 60 % запасов и более).

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями млрд. м³. В процессе разработки средних по запасам месторождений газа период постоянной добычи газа часто отсутствует. При разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

С точки зрения технологии добычи газа выделяются периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации залежи. Переход от бескомпрессорной к компрессорной эксплуатации определяется технико-экономическими показателями и заданным темпом отбора газа.

С точки зрения подготовленности месторождения к разработке и степени его истощения различают периоды: опыт-

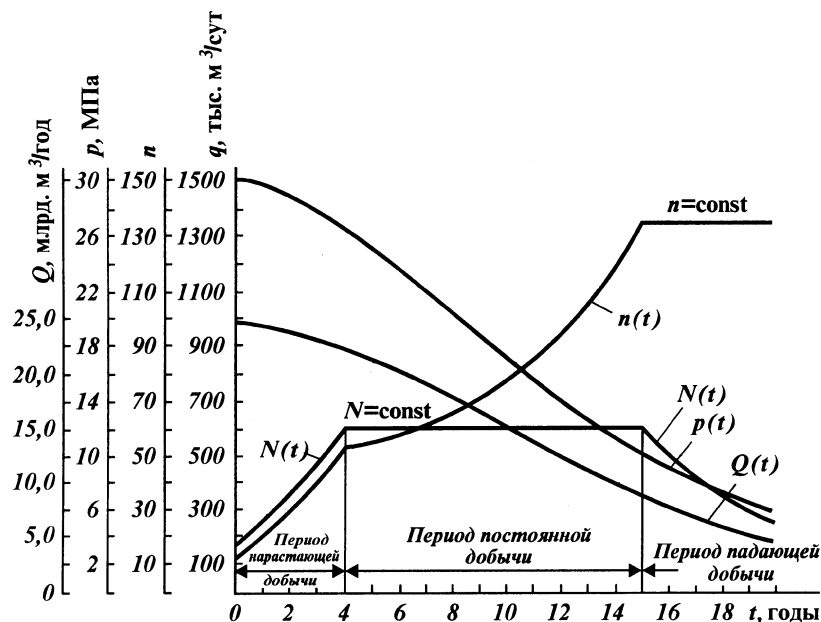


Рис. 4.12. Изменение во времени прогнозных показателей разработки месторождения при газовом режиме

но-промышленной эксплуатации, промышленной эксплуатации и период его доразработки на завершающей стадии добычи газа.

При опытно-промышленной эксплуатации месторождения наряду с поставкой газа потребителю производится его доразведка с целью получения уточненных сведений, необходимых для составления проекта разработки. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации месторождений природных газов может быть различной и не превышает, как правило, трех-четырех лет.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений, кроме вышеперечисленных, можно выделить периоды разработки без поддержания пластового давления и разработки с поддержанием пластового давления. Период разработки без поддержания пластового давления продолжается до тех пор, пока средневзвешенное по объему газоконденсатной залежи пластовое давление не сравняется с давлением начала конденсации данной залежи.

В случае применения сайклинг-процесса (закачки в пласт

сухого газа, добытого из этой же залежи, в целях поддержания пластового давления на уровне давления начала конденсации) следует выделять период консервации запасов газа, в процессе которого основным добываемым продуктом является конденсат.

4.6. УРОВНИ И ТЕМПЫ ДОБЫЧИ ГАЗА ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ

Главной задачей проектирования разработки месторождений является определение количества газа, которое может быть получено из залежи в целом ($Q_{\text{доб}}(t)$) и единицу времени (обычно за год ($N(t)$)) [(см. формулу (6.1)]. Все остальные показатели разработки, по сути дела, будут производными от этой величины. Исходя из американской практики, отбор газа из залежи не превышает 5 % от начальных запасов газа. Для большинства наших месторождений он также не превышает этого значения. В то же время серьезное обоснование этого значения отсутствует. Как показывает практика, превышение этого значения за счет форсированных дебитов приводит к негативным последствиям, таким как снижение коэффициента газоотдачи.

При прогнозных расчетах обоснования выбора темпов и уровней добычи газа с каждого месторождения для газоносной провинции осуществляется их оптимизация между месторождениями, входящими в данную провинцию, с учетом неравномерности потребления газа в течение года. В эту задачу входит также повышение эффективности разведки и перевода прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий по открытым и неоткрытым месторождениям провинции. Для выбора объемов добычи газа из провинции в целом рассматривается их распределение между регионами. Долгие годы считалось необходимым учитывать и весь топливно-энергетический баланс страны, включая другие энергисточники (нефть, уголь, атомную энергию и др.), что представляло чрезвычайно сложную задачу, пригодную лишь для приближенных общих оценок, а не для конкретных уровней отбора газа с месторождений.

По нашему мнению, с учетом огромных ресурсов природного газа в России задача может быть упрощена, если считать, что основным и наиболее выгодным ресурсом сегодня и в обозримом будущем будет природный газ, который может заменять другие энергоресурсы.

По темпам отбора газа из залежей имеются различные

точки зрения. Одни исследователи считают, что существуют ограничения, связанные с характеристикой залежи, другие придерживаются иного подхода — в частности, он должен определяться исходя из общих принципов потребления газа и не зависит от характеристики залежи.

Общие принципы добычи газа из залежей, сформулированные И.Н. Стрижовым [11], М. Маскетом [6] и Д. Катцем [12], сводятся к тому, что темп отбора газа из залежи не должен превышать производительности продуктивного пласта, а дебиты отдельных скважин "не должны быть слишком велики". При конкретном проектировании разработки месторождений пользоваться такой неопределенной формулировкой затруднительно: не ясно, что понимается под производительностью продуктивного пласта. Темп отбора — в большей мере категория технико-экономическая, на которую влияют многие факторы (наличие инвестиций, потребителей, буровых станков, мощностей строительных организаций, необходимость и лаг доразведки месторождений и обустройства промысла, характеристики транспортной системы и т.п.), включая экологические последствия. В то же время от темпа отбора зависят коэффициенты газо- и конденсатоотдачи.

При проектировании разработки неоднородных месторождений весь пласт условно подразделяют на проницаемый коллектор и плотную матрицу, газ в которой считается неизвлекаемым. Низкопроницаемые зоны пласта могут существенно влиять на процесс истощения пласта и формирование его конечной газоотдачи [13].

Примером является Нибельское газовое месторождение. Его пласт, наряду с хорошо проницаемым песчаником, включает пропластки алевролитистых и других малопроницаемых пород, непроницаемых в общепринятом смысле. При разработке данного месторождения темп снижения давления в коллекторе сильно отставал от ожидаемого. Уровень ГВК при этом на протяжении всего периода истощения практически не изменялся, и газонасыщенный объем пласта оставался постоянным. На основе статистических и экспериментальных данных было доказано наличие подтока газа из малопроницаемых пород.

Аналогичные эффекты наблюдались на Шебелинском газоконденсатном месторождении. При оценке запасов были исключены слабопроницаемые ангидриды. Однако переток газа из ангидридов в хорошо проницаемый нижележащий пласт оказался весьма существенным и конечная газоотдача значительно превысила первоначально оцененные запасы.

По той же причине газоотдача многих месторождений Саратовской области превысила 100 %.

В работе [14] предлагаются конструктивные модели явления, количественные методы оценки извлекаемых запасов и стратегии регулирования конечной газоотдачи неоднородных пластов.

Различают два основных вида неоднородности: блочную и слоистую (рис. 4.13). Во всех случаях будем называть связанную высокопроницаемую среду коллектором (*II*), а низкопроницаемые участки — блоками (*I*). Под блоками понимают прежде всего те низкопроницаемые зоны, запасы газа из которых считаются практически неизвлекаемыми.

Чем больше различие проницаемостей сред *I* и *II*, тем более независимо они себя ведут. Параметр $\omega = k^I/k^{II}$ является критерием степени неоднородности среды, где k — проницаемость. При $\omega = 1$ среда однородна, при $\omega = 0$ из блоков ничего не вытекает.

У блоков отсутствует непосредственная связь с добывающей системой, и они отдают газ только через коллектор, так как скважины бурятся в коллекторе или перфорируются на пласты-коллекторы.

При большой разнице проницаемостей процесс истощения блоков отстает от процесса в коллекторе. Характерное время запаздывания t^* , очевидно, тем больше, чем выше степень неоднородности, т.е. чем меньше ω . В силу этого для характеристики неоднородности вместо ω М.Б. Панфилов вводит время t^* [14].

Уравнения баланса массы газа для зон *I* и *II* (см. рис. 4.13) имеют вид: $M^I(t) = M^{I0} - M_q(t)$; $M^{II}(t) = M^{II0} - M_{ex}(t) + M_q(t)$, где $M_{ex}(t)$ — добытая масса газа за время t ; $M_q(t)$ —

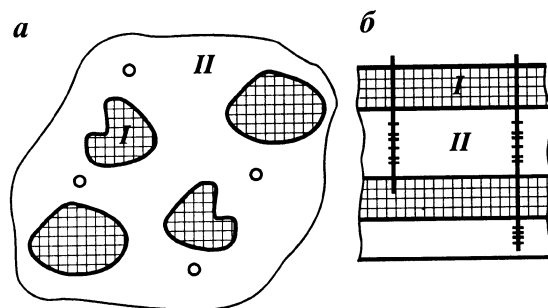


Рис. 4.13. Схемы неоднородных залежей: блочная (†) и слоистая (·) неоднородности

масса газа, перетекшего из блоков в коллектор за время t ; индекс "0" означает начальное состояние. Сложим их и приведем к безразмерному виду, учитывая, что объемы сред I и II остаются во времени неизменными:

$$y^{\text{II}} + \lambda y^{\text{I}} = 1 + \lambda - \eta, \quad (4.20)$$

где $y^{\text{I}} = \rho^{\text{I}}(t)/\rho^0$; $y^{\text{II}} = \rho^{\text{II}}(t)/\rho^0$, $\lambda = M^{\text{I0}}/M^{\text{II0}}$ — отношение запасов газа в блоках и коллекторе; $\eta = M_{\text{ex}}/M^{\text{II0}}$ — газоотдача, отнесенная только к запасам в коллекторе.

Изменение давления в блоках p^{I} зависит от давления в коллекторе p^{II} и от скорости изменения последнего. Если скорость изменения p^{II} велика, то вследствие запаздывания p^{I} сильно отличается от p^{II} . Если же скорость изменения p^{II} очень мала, то давление в блоках успевает сравняться с давлением в коллекторе. Аналогичные свойства отмечаются и для плотностей. Скорость изменения плотности в коллекторе характеризуется производной $\partial\rho^{\text{II}}/\partial t$. Тогда $\rho^{\text{I}} = f\left(\rho^{\text{II}}, \frac{\partial\rho^{\text{II}}}{\partial t}\right)$.

Принят простейший вариант функции f — линейный:

$\rho^{\text{I}} = \alpha\rho^{\text{II}} + \beta \frac{\partial\rho^{\text{II}}}{\partial t}$, $\alpha, \beta = \text{const}$. Константы α, β легко определяются из вышеописанных свойств процесса запаздывания. Тогда

$$\rho^{\text{I}}(t) = \rho^{\text{II}}(t) - t^* \frac{\partial\rho^{\text{II}}}{\partial t}. \quad (4.21)$$

При малых временах, пока время t меньше, чем время запаздывания t^* , блоки не успевают вовлечься в процесс истощения. Поэтому можно считать, что давление в них на этой стадии равно начальному:

$$p^{\text{I}} = p^0 = \text{const}, \quad t < t^*.$$

Подстановка двух последних соотношений в выражение (4.20) дает замкнутое обыкновенное дифференциальное уравнение для безразмерной плотности $y(\tau) = \rho^{\text{II}}/\rho^0$

$$\begin{cases} (1 + \lambda)y - \lambda\tau^* \frac{dy}{d\tau} = 1 + \lambda - \eta, & \tau > \tau^*; \\ y = 1 - \eta, & \tau < \tau^*, \end{cases} \quad (4.22)$$

где $\tau = t/T$ — безразмерное время; T — произвольно вы-

бранное характерное время; $\tau^* \equiv t^*/T$ – безразмерное время запаздывания.

Для использования приведенных соотношений на практике необходима оценка времени релаксации. Если k^1 , m^1 – проницаемость и пористость плотных блоков; L – характерный линейный размер плотного блока или толщина низкопроницаемого пропластка; μ – вязкость газа; p^0 – начальное давление в залежи, то $t^* = L^2 m^1 \mu / k^1 p^0$.

Первое уравнение (4.22) требует постановки начального условия для определения единственного решения. В самом деле, первое уравнение (4.22) имеет собственное число: $k = \frac{1+\lambda}{\lambda\tau^*} > 0$ и в силу того, что оно положительно, решения содержат экспоненты $e^{\lambda\tau}$, быстро возрастающие во времени после момента τ^* .

Общее решение линейного уравнения (4.22) имеет вид [14]:

$$y = 1 + (y_0 - 1)e^0 + \frac{1}{1+\lambda} \int_0^0 \eta(\bar{\theta}) e^{0-\bar{\theta}} d\bar{\theta}, \quad \theta \equiv \frac{(1+\lambda)}{\lambda\tau^*} \tau.$$

Интеграл в правой части путем многократного интегрирования по частям можно представить в виде

$$\int_0^0 \eta(\bar{\theta}) e^{-\bar{\theta}} d\bar{\theta} = \sum_{k=0}^{\infty} \frac{d^k \eta}{d\theta^k} \Big|_{\theta=0} - e^{-0} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{d^k \eta(\theta)}{d\theta^k}.$$

Тогда из требования отсутствия у решения возрастающих экспонент вытекает эквивалентное ему начальное условие:

$$y_0 = 1 - \frac{1}{1+\lambda} \sum_{k=1}^{\infty} \left(\frac{\lambda\tau^*}{1+\lambda} \right)^k \frac{d^k \eta}{d\tau^k} \Big|_{\tau=0}.$$

М.Б. Панфилов получил следующую модель истощения в аналитическом виде:

при $\tau > \tau^*$:

$$y(\tau) = 1 - \frac{1}{1+\lambda} \sum_{k=0}^{\infty} \left(\frac{\lambda\tau^*}{1+\lambda} \right)^k \frac{d^k \eta(\tau)}{d\tau^k}; \quad (4.23)$$

при $0 \leq \tau < \tau^*$:

$$y = 1 - \eta. \quad (4.24)$$

Пусть $\eta = q\tau$, где $q = \text{const}$ – темп истощения. Тогда в силу выражений (4.23), (4.24) модель имеет вид:

$$y = \begin{cases} 1 - \frac{\eta}{1 + \lambda} - \frac{q\lambda\tau^*}{(1 + \lambda)^2}, & \tau > \tau^*; \\ 1 - \eta, & \tau < \tau^*. \end{cases} \quad (4.25)$$

Характер решения изображен на рис. 4.14. Решение (ломаная 3) лежит между двумя предельными прямыми. Верхняя линия $y_1 = 1 - \frac{\eta}{1 + \lambda}$ соответствует однородному пласту; нижняя $y_2 = 1 - \eta$ — системе с неизвлекаемыми запасами из блоков. Прямая 3 параллельна прямой 1 и сдвинута относительно нее вниз на константу $C = q\lambda\tau^*/(1 + \lambda)^2$.

Таким образом, из модели (4.25) следует, что процесс истощения неоднородного пласта зависит от темпа q . Чем больше q , тем ниже давление в пласте.

Из приведенных соотношений ясно, что если истощать пласт с постоянным темпом, то в залежи всегда будет оставаться конечная масса газа, сосредоточенная в плотных блоках.

Из выражения (4.25) получим уравнение для условной конечной газоотдачи:

$$\eta_\infty = 1 + \lambda - \frac{q\lambda\tau^*}{(1 + \lambda)}. \quad (4.26)$$

Величина $\Delta(q) = \lambda - \frac{q\lambda\tau^*}{(1 + \lambda)}$ есть дополнительный прирост извлекаемых запасов за счет подключения в работу плотных пропластков. Как видно, он зависит от темпа истощения q : чем больше темп, тем меньше прирост извлечения и условная конечная газоотдача.

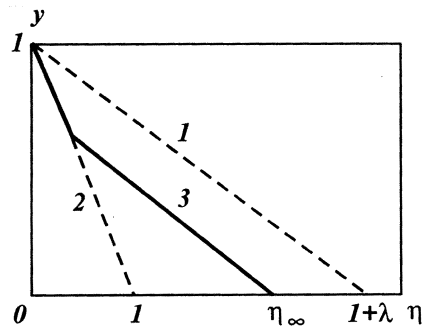


Рис. 4.14. Зависимость безразмерной плотности газа в коллекторе y от газоотдачи из коллектора η : 1 — однородный пласт; 2 — запасы газа из блоков неизвлекаемы; 3 — неоднородный пласт со слабопроницаемыми блоками

В каком случае можно добиться большей газоотдачи, при нарастании во времени темпов истощения или при их убывании? Ответ на поставленный вопрос можно получить из общей формулы (4.23), если положить, что темпы истощения линейно изменяются во времени:

$$\eta'(\tau) = q + \beta(2\tau - 1),$$

где q – средний безразмерный темп истощения за основное время T (соответствует единице безразмерного времени τ); 2β – безразмерная скорость изменения во времени темпов истощения.

Если $\beta > 0$, то темпы истощения во времени нарастают, если $\beta < 0$, то они снижаются.

Из выражения (4.23) имеем для плотности газа в коллекторе при $\tau > \tau^*$:

$$y(\eta) = 1 - \frac{\eta}{1+\lambda} - \frac{\delta q}{1+\lambda} \left[2\delta\beta + \sqrt{(1-\beta)^2 + 4\beta\eta/q} \right],$$

$$\delta \equiv \frac{\lambda\tau^*}{1+\lambda}, \quad \beta = b/q.$$

Величина β всегда мала по модулю, поэтому можно использовать и следующую приближенную формулу, которая является более обозримой:

$$y(\eta) = 1 - \frac{\eta}{1+\lambda} - \frac{\delta q}{1+\lambda} - \frac{\delta\beta}{1+\lambda} [2\eta + 2\delta q - q] + \beta^2 \dots,$$

$$|\beta| \ll 1.$$

Отсюда видно, что при больших η давление в коллекторе выше, чем при постоянном темпе истощения, если $\beta < 0$, и, наоборот, давление ниже при $\beta > 0$.

Характер изменения давления изображен на рис. 4.15.

Для момента, когда давление в коллекторе падает до нуля, получим для конечной газоотдачи общее трансцендентное уравнение

$$\eta_{fm} = 1 + \lambda - \delta q - \delta q [2\delta\beta + \sqrt{(1-\beta)^2 + 4\beta\eta_{fm}/q} - 1] =$$

$$= \eta_{\infty} - \delta q [2\delta\beta + \sqrt{(1-\beta)^2 + 4\beta\eta_{fm}/q} - 1].$$

При малых β получим:

$$\eta_{fm} = \eta_{\infty} - \delta\beta[2(1+\lambda) - q] + \beta^2 \dots \quad (4.27)$$

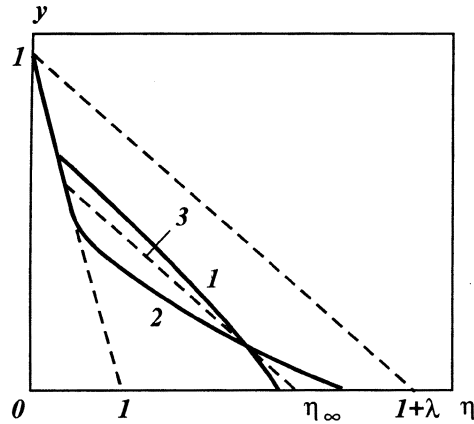


Рис. 4.15. Зависимость безразмерной плотности газа \bar{U} от газоотдачи η при переменных темпах истощения: 1 — темпы истощения нарастают во времени; 2 — темпы истощения убывают; 3 — темпы истощения постоянны

При нарастании темпов истощения ($\beta > 0$) конечная газоотдача меньше, чем УКГО. Если темпы истощения во времени убывают ($\beta < 0$), то конечная газоотдача больше, чем УКГО. Абсолютная добавка $\eta_{fm} - \eta_\infty$ тем больше, чем меньше средний темп истощения q .

Обобщенная модель истощения (модель истощения с памятью) выводится из следующих соображений. Малые времена релаксации означают наличие в системе короткой памяти. В самом деле, кинетическая модель (4.22) является моделью системы с кратковременной памятью. Система с большим временем релаксации обладает долговременной памятью.

Оператор, отвечающий за свойство памяти, может быть представлен в интегральном виде:

$$t^* \frac{d\rho^{\text{II}}}{dt} = t^* \int_0^t \delta(t-t') \frac{d\rho^{\text{II}}}{dt'} dt',$$

где $\delta(t)$ — дельта-функция Дирака.

Эта запись означает, что данный оператор сохраняет из всех моментов времени своей истории от 0 до t лишь последний момент. Поэтому ядро оператора $\delta(t)$ определяет продолжительность его памяти. Если заменить дельта-функцию на близкую к ней нормальную функцию $K(t)$, которая отлична от нуля при всех значениях аргумента, то получим оператор, который помнит все значения производной от плотности во все моменты своей истории с разными весами K .

Известно, что $\lim_{t^* \rightarrow 0} \frac{1}{t^*} \exp\left(-\frac{t}{t^*}\right) = \delta(t)$. Поэтому можно брать в качестве ядер следующие функции:

$$K(t) = \exp\left(-\frac{t}{t^*}\right). \quad (4.28)$$

В итоге вместо замыкающего соотношения (4.21) можно использовать более общее:

$$\rho^{\text{II}}(t) = \rho^{\text{II}}(t) - \int_0^t K(t-t') \frac{d\rho^{\text{II}}}{dt'} dt', \quad (4.29)$$

которое при малых временах релаксации переходит в выражение (4.21).

Из уравнений получают модель с памятью для процесса истощения:

$$y(1+\lambda) - \lambda \int_0^t K(\tau-\tau') \frac{dy}{d\tau'} dt' = 1 + \lambda - \eta, \quad y_{\tau=0} = 1. \quad (4.30)$$

Для ядер экспоненциального типа (4.28) интегродифференциальное уравнение (4.30) можно свести к дифференциальному уравнению первого порядка путем однократного дифференцирования и последующего исключения интегрального оператора с помощью модели (4.30)

$$\frac{dy}{d\tau} + \frac{(1+\lambda)}{\tau^*} y + \eta_{\tau} - \frac{1+\lambda-\eta}{\tau^*} = 0, \quad y_{\tau=0} = 1. \quad (4.31)$$

Решение этой начальной задачи дает явное выражение для $y(\tau)$:

$$y = e^{-\theta} + \int_0^{\theta} (1 - \bar{\eta}(\theta') - \eta_0(\theta')) e^{-(\theta-\theta')} d\theta', \quad 0 \equiv \tau(1+\lambda) / \tau^*.$$

$$\bar{\eta} \equiv \eta / (1+\lambda). \quad (4.32)$$

На рис. 4.16 приведены результаты расчетов по формуле (4.32) для гипотетической залежи. Кривые соответствуют режимам нарастающего (2) и убывающего (3) во времени темпа истощения.

На рис. 4.17 приведены фактические данные по Шебелинскому газоконденсатному месторождению. Как видно, с относительного давления в залежи порядка 0,4 началось под-

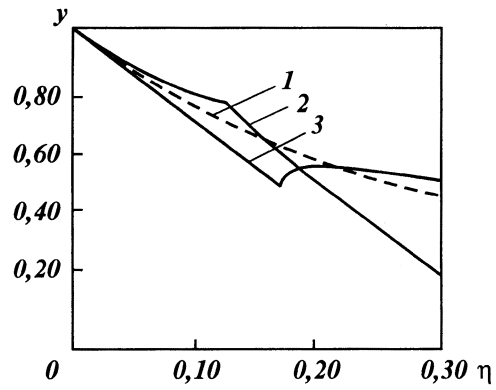


Рис. 4.16. Зависимость безразмерной плотности газа в коллекторе \bar{U} от газотдачи η в системе с долговременной памятью:
 1 — постоянный темп истощения; 2 — скачкообразно возрастающий темп истощения во времени; 3 — скачкообразно убывающий темп истощения

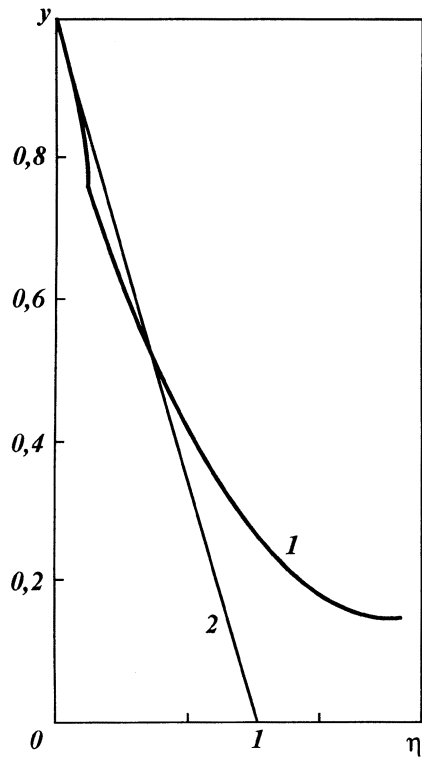


Рис. 4.17. Фактическая кривая истощения Шебелинского месторождения (1) и теоретическая прямая истощения коллектора при непроницаемых блоках (2)

ключение в работу запасов из высокоплотных пластов. Дальнейшее нелинейное поведение отклоняющейся кривой связано с тем, что темпы истощения были непостоянны во времени.

4.7. СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПО ПЛОЩАДИ ГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Расположение проектных скважин на структуре и их несовершенство по степени и характеру вскрытия устанавливаются исходя из формы залежи, геологического строения месторождения, характеристики коллекторов и возможности разработки контурных и подошвенных вод в процессе разработки с таким расчетом, чтобы можно было обеспечить заданный отбор продукции необходимым числом скважин с учетом достижения оптимального коэффициента газо- и компонентоотдачи и с наименьшими затратами на обустройство промысла при заданной степени надежности.

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений широко применяют следующие системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности:

1) равномерное по квадратной или треугольной сетке (рис. 4.18); 2) батарейное (рис. 4.19); 3) линейное по "цепочке" (рис. 4.20); 4) в сводовой части залежи (рис. 4.21); 5) неравномерное (рис. 4.22).

Равномерное расположение скважин обычно применяют при разной неоднородности трещиноватых и трещинно-пористых коллекторов и в малопроницаемых пластах. С целью обеспечения равномерного падения давления в залежи скважины располагают таким образом, чтобы удельные запасы газа, приходящиеся на каждую скважину, были одинако-

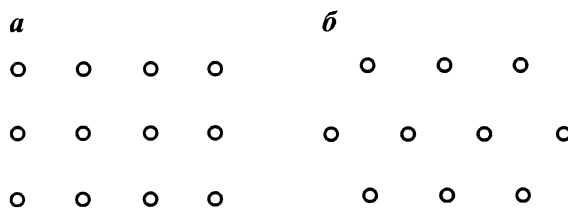


Рис. 4.18. Равномерное размещение скважин сетки:
a – квадратная; *б* – треугольная

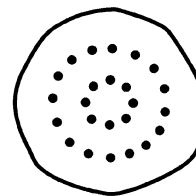


Рис. 4.19. Схема размещения скважин в виде кольцевых батарей

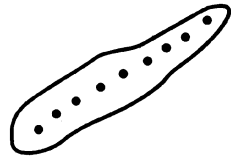


Рис. 4.20. Схема размещения эксплуатационных скважин в виде цепочки

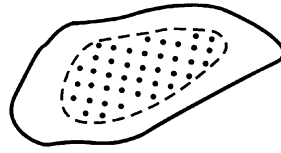


Рис. 4.21. Схема размещения скважин в центральной (сводовой) части залежи

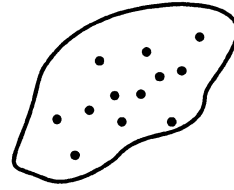


Рис. 4.22. Схема размещения скважин по неравномерной сетке

вы. Такой подход обеспечивает высокую газо- и конденсатоотдачу и в условиях проявления упруговодонапорного режима работы залежи, но требует увеличения числа скважин в зонах с низкой проницаемостью.

Равномерная сетка скважин обеспечивает равномерное падение пластового давления. Дебиты скважин в данном случае обуславливаются средним пластовым давлением по залежи в целом. Выполнение указанного условия целесообразно в том случае, когда пласт достаточно однороден по своим коллекторским свойствам. Если газовая или газоконденсатная залежь приурочена к неоднородному по коллекторским свойствам пласту, следует принимать такую расстановку скважин по площади газоносности, которая обеспечивает в процессе разработки соблюдение условия

$$\frac{q_1}{a\Omega_1} = \frac{q_2}{a\Omega_2} = \dots = \frac{q_i}{a\Omega_i} = \dots = \frac{q_n}{a\Omega_n} = \text{const}, \quad (4.33)$$

где q_i — дебит i -й скважины; $a\Omega_i$ — газонасыщенный объем дренирования i -й скважины.

Недостаток равномерной системы расположения скважин — увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей.

Наиболее широко применяют схемы кустового батарейного расположения скважин. Например, на месторождениях северной части Тюменской области такое расположение скважин выбирают исходя из обеспечения из минимума затрат на сооружение дорог в условиях тундры и безгидратной эксплуатации на пути движения газа от устья до группового пункта (УКПП).

Системы размещения скважин по площади газоносности в виде кольцевых или линейных батарей широко применяют при разработке газоконденсатных месторождений с поддер-

жанием пластового давления путем осуществления сайклинг-процесса при закачке в пласт воды. На месторождениях природного газа, имеющих значительную площадь газоносности, батарейное размещение эксплуатационных скважин может быть обусловлено желанием обеспечить наиболее благоприятный тепловой (температурный) режим работы системы пласт – скважина – промысловые газосборные сети, например, в связи с возможным образованием кристаллогидратов газа или обеспечением оптимальных условий обработки газа. При батарейном размещении скважин образуется местная воронка депрессии, что сокращает период бескомпрессорной эксплуатации месторождения и срок использования естественной энергии пласта для низкотемпературной сепарации газа. С другой стороны, в этом случае сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

Осевое расположение скважин обычно применяют в удлиненных структурах. Для получения наибольшего дебита скважин их располагают в тех частях структуры, где продуктивный пласт обладает наилучшими коллекторскими свойствами, а для лучшей отработки всей залежи и повышения газо- и конденсатоотдачи следует, как правило, вводить дополнительные скважины на периферии.

В приконтурных частях залежи при наличии активных пластовых вод, как правило, добывающие скважины не располагают, так как они могут быстро обводниться. Это же учитывают в конструкции скважин, не совершенных по степени вскрытия, тем самым продлевая безводный период эксплуатации при продвижении подошвенных и контурных вод.

Линейное расположение скважин по площади газоносности обуславливается, как правило, геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

Размещение скважин в сводовой части залежи может быть рекомендовано в случае, если газовая (газоконденсатная) залежь приурочена к однородному по коллекторским свойствам пласту.

На рис. 4.23 схематично представлены профили пластового давления при различном размещении скважин.

На практике газовые и газоконденсатные залежи разрабатываются, как правило, при неравномерном расположении скважин по площади газоносности. Это обстоятельство обусловлено рядом организационно-технических и экономических причин.

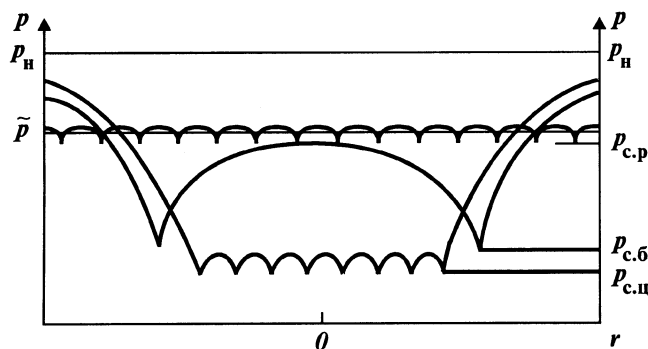


Рис. 4.23. Профили пластового давления для вариантов равномерного, батарейного и центрального размещения скважин на залежи, однородной по коллекторским свойствам (при одинаковом добытом количестве газа)

Основными из этих причин являются:

1. Перевод ряда поисковых и разведочных скважин в эксплуатационный фонд. Известно, что разведочные скважины бурятся по продольным и поперечным профилям, проведенным через предполагаемую газонасыщенную площадь залежи. Следовательно, в случае их перевода в эксплуатационный фонд, они неизбежно наложат свой "отпечаток" на систему расположения скважин.

2. Возможности бурового парка (наличие буровых станков, которые могут работать одновременно).

3. Для крупных месторождений методика проектирования разработки залежей природных газов предусматривает разбуривание их во времени.

4. Поверхностные условия — заболоченность территории промысла, шельфовые части залежи, залежи, находящиеся под различными объектами, населенными пунктами и т.д.

Следовательно, при традиционном подходе к разработке, запроектированная система расположения скважин по площади газоносности залежи обычно достигалась только к концу периода постоянной добычи газа. Исходя из опыта разработки и результатов проведенных исследований месторождение следует разбуривать необходимым числом скважин с определенным лагом во времени, обеспечивающих не только принятый уровень и темпы добычи в соответствии с энергосберегающим режимом их эксплуатации, но надежную добычу с получением опережающей информации о неоднородном строении залежи.

При этом опережающее разбуривание продуктивных го-

ризонтов и ввод скважин обеспечивают более рациональное использование их энергетических ресурсов, получение наибольших значений коэффициентов газо- и конденсатоотдачи, равномерное снижение пластового давления по всему газонасыщенному объему, включая применение не только вертикальных, но и наклонных и горизонтальных скважин.

Яркими примерами опережающего разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, обеспечивших надежную эксплуатацию без осложнений и аварий и повышение газоотдачи, является разработка Газлинского и Вынгапуровского месторождений.

Для месторождения с H_2S размещение скважин зависит от его концентрации и изменения по площади.

На размещение и ввод скважин в эксплуатацию влияют неоднородность пласта и режим работы залежи, от которых зависят темпы разработки и газоотдача пласта. Конечная газоотдача в неоднородной по коллекторским свойствам залежи будет максимальной при таком расположении скважин при энергосберегающих дебитах, когда обеспечивается равномерное дренирование как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых коллекторов при энергосберегающих темпах разработки.

На расположение скважин, а следовательно, и газоотдачу влияют газонасыщенность микрозашемленного газа, размеры и количество целиков макрозашемленного газа в условиях проявления упруговодонапорного режима работы залежи.

Принятая при проектировании модель месторождения должна адекватно позволять рассчитывать динамику избирательного продвижения воды в залежь и возможности его регулирования при различных системах расположения скважин, их дебитах, темпах разработки. Уменьшение темпа отбора газа при соответствующем расположении скважин позволяет уменьшить избирательное языкообразование по высокопроницаемым прослоям и тем самым снизить образование макрозашемленных целиков газа, что в конечном счете ведет к росту газоотдачи. Для каждого месторождения существует свой оптимальный темп разработки залежи, при котором достигается оптимальная газоотдача, обеспечиваемая оптимальным расположением скважин при энергосберегающих дебитах.

4.8. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Задача разработки существенно осложняется при необходимости отбирать газ из многопластового месторождения или группы месторождений рассматриваемой газоносной провинции. В этом случае приходится рассматривать очередность разработки отдельных пластов и месторождений, распределение отборов, возможности и способы совместной эксплуатации различных объектов.

Многопластовые газовые месторождения можно подразделить на два основных вида: 1) начальные пластовые давления в каждом из пластов примерно соответствуют давлению гидростатического столба воды; 2) начальное давление в горизонте отличается на давление, соответствующее весу столба газа, в этом случае единая залежь разделена по высоте перемычками, при помощи которых горизонты могут сообщаться или быть изолированными.

Разрабатывать многопластовые месторождения можно отдельно скважинами, пробуренными на каждый горизонт, и скважинами, вскрывшими все продуктивные горизонты. При отдельной эксплуатации для экономии числа скважин часто осуществляют эксплуатацию при помощи разобщителей (пакеров). В этом случае газ из нижнего горизонта поступает в фонтанные трубы, а из верхнего — в кольцевое пространство.

Многопластовые месторождения можно разрабатывать различными системами. Рассмотрим основные из них.

1. Система сверху вниз. Вначале разрабатывают верхние горизонты, а в последующем — более глубокие. Применяют ее в случае, если запасы верхних горизонтов и пластовые давления достаточны для обеспечения потребителей газом, а бурение нижних горизонтов связано со значительными капиталовложениями, техническими трудностями и прирост добычи с последних ожидается незначительный. При этом следует изучать возможность использования добывающих скважин верхнего горизонта для последующего добуривания их на нижележащие.

Иногда для месторождения второго вида при наличии аномально высоких давлений, т.е. когда давление в верхних пластах выше гидростатического, а в нижних приближается к гидростатическому, проходка скважин затруднена, так как требуется утяжеление глинистого раствора баритом или гема-

титом с целью предотвращения выбросов при вскрытии верхних горизонтов. Последующее вскрытие нижних горизонтов этим же раствором может привести к значительному поглощению глинистого раствора и засорению призабойной зоны. В результате резко ухудшится продуктивная характеристика и уменьшатся рабочие дебиты по скважинам, пробуренным на нижние горизонты.

В этом случае иногда целесообразно начинать разработку верхних горизонтов до снижения в них давления до гидростатического. Это позволит разбурить нижележащие горизонты без осложнений и приступить к разработке пласта без спуска дополнительной промежуточной обсадной колонны.

2. Система снизу вверх. Вначале разрабатывают нижние горизонты, а затем верхние. Применяют ее обычно для многопластовых месторождений первого вида и когда запасы газа в нижних горизонтах значительно превышают запасы верхних горизонтов, давление в которых недостаточно для обеспечения бескомпрессорной подачи газа потребителями. Кроме того, эту систему разработки можно использовать для понижения давления в нижних горизонтах до давления, отличающегося от верхнего на вес столба газа, т.е. когда месторождение первого вида можно превратить во второй. После этого можно одновременно эксплуатировать верхние и нижние горизонты, что позволяет исключить переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие при следующей их разработке.

При разработке по системе снизу вверх скважинами, вначале эксплуатировавшими нижние пласты, после цементирования в них низа колонны и последующей перфорации или после установки разобщителей часто можно также эксплуатировать верхние горизонты.

3. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как отдельной эксплуатацией скважин с каждого горизонта, так и совместной эксплуатацией с применением разобщителей или без них в одной скважине. Эта система недопустима при практическом равенстве предельных удельных энергосберегающих дебитов, отнесенных к единице вскрытой толщины каждого горизонта.

Система разработки скважинами всех горизонтов наиболее удобна для месторождений второго вида. Систему эксплуатации ряда горизонтов в одной скважине можно применять в случае, когда состав газа по различным горизонтам не от-

личается по содержанию сероводорода и когда крепость пород и их коллекторские свойства также примерно одинаковы, что не приводит к резкому различию предельно допустимых депрессий по отдельным горизонтам и выходу из строя большинства скважин вследствие быстрого обводнения одного из горизонтов.

При отсутствии описанных условий такая эксплуатация ряда горизонтов в одной скважине может оказаться невыгодной. Например, в верхнем пласте могут быть получены высокие дебиты при высоких депрессиях на пласт, так как пласт представлен крепкими породами. Нижний пласт сложен рыхлыми породами и может эксплуатироваться только при небольших депрессиях. Разработка этих двух горизонтов в одной скважине приведет к тому, что нельзя будет допустить высокие депрессии, так как произойдет разрушение нижнего пласта, а следовательно, и не будет эффекта от эксплуатации их в одной скважине без разделения.

При эксплуатации в одной скважине одновременно нескольких горизонтов месторождений первого вида, когда давления отличаются между собой на давление гидростатического столба воды, может возникнуть переток газа из одних горизонтов в другие. При остановке скважины также будет наблюдаться переток газа. Поэтому во время эксплуатации без разобщения ряда горизонтов в одной скважине с целью получения наибольшего дебита следует учитывать все факторы в данных конкретных условиях.

Одновременная разработка с разобщителями или отдельными скважинами позволяет широко использовать эжекцию газа для повышения давления газа, полученного из пластов с низким давлением.

Выбор системы разработки зависит от многих факторов: давления, запасов газа, параметров пласта, продвижения вод и допустимых рабочих дебитов с отдельных горизонтов, а также от состава газа. Если в одних пластах содержится в газе сероводород, а в других он отсутствует, то для транспортировки газа с сероводородом и без него нужны отдельные газосборные сети. Если в верхних пластах содержится сухой газ, а в нижних значительное количество конденсата, то условия эксплуатации каждого горизонта будут различными.

Выбор системы разработки определяется исходя из технико-экономических показателей. Для решения задачи разработки группы газовых месторождений или многопластовых месторождений строят математические и гидродинамические

модели, широко используют современную вычислительную технику для компьютерного моделирования процесса разработки.

Разработка вновь открываемых месторождений проектируется с учетом как существующей системы магистральных газопроводов и месторождений, так и плана ее развития. Наиболее сложной задачей в этом случае является прогнозирование открытия новых месторождений, которую решают на базе обработки уже имеющихся геологических данных методами статистики и теории вероятностей.

После установления отборов газа по отдельным залежам, периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи выбирают оптимальный вариант разработки путем проведения соответствующих гидро-, газо- и термодинамических расчетов и анализа полученных результатов.

Условия движения газа и соответственно уравнения, его описывающие, различны в отдельных звеньях этой системы. В связи с этим газогидродинамические расчеты сводятся к совместному решению дифференциальных уравнений, описывающих движение газа и воды в пласте, приток газа к отдельным скважинам, течение газа по стволу скважины и в газосборной системе, а также в аппаратах очистки, осушки и учета газа.

В том случае, когда фильтрационные и прочностные параметры примерно одинаковы, имеется возможность обеспечения работы всех интервалов, и в процессе разработки газовых залежей многопластовых месторождений проявляется газовый режим, их, как правило, допустимо разрабатывать по единой сетке скважин, вскрывающих все залежи единым фильтром. При проявлении водонапорного режима решение вопроса об объединении залежей в совместные объекты эксплуатации осложняется. Если каждый продуктивный горизонт многопластовых месторождений дренируется индивидуальной сеткой скважин, то расчеты основных параметров разработки практически не отличаются от аналогичных расчетов для однопластовых месторождений как при газовом, так и при водонапорном режиме.

При разработке газовых залежей многопластового месторождения по индивидуальным сеткам скважин существенно облегчаются контроль за разработкой залежей и регулирование продвижения в залежи пластовых вод, значительно может возрасти компонентоотдача, но, естественно, требуется большее число скважин, необходимых для разработки месторождения.

При объединении нескольких залежей многопластового газового месторождения в один объект разработки требуется значительно меньше капиталовложений в основном за счет снижения числа эксплуатационных скважин, что обуславливает отсрочку использования части капитальных вложений по времени. Отрицательными факторами объединения нескольких залежей в единый объект эксплуатации являются:

- усложнение контроля за разработкой залежи;
- возникновение угрозы избирательного опережающего продвижения пластовых вод по наиболее проницаемым пластам и прослоям;
- появление условий для перетоков газа;
- поглощение бурового раствора при добурировании эксплуатационных скважин на поздних этапах разработки многопластового месторождения.

Под комбинированной системой разработки понимается такая, когда несколько газоносных пластов в ряде скважин вскрываются как единый объект эксплуатации, в других же скважинах вскрывается меньшее число этих пластов или единичные пласты.

Остановимся на факторах, препятствующих объединению отдельных продуктивных горизонтов многопластовых месторождений природных газов в единые эксплуатационные объекты. К ним в первую очередь относятся:

- 1) резкое различие физико-химических свойств природных газов, например, наличие в одной из них сероводорода или значительное (по сравнению с другими залежами) содержание конденсата и т.д.;
- 2) резкое различие начальных пластовых давлений в залежах;
- 3) различные режимы залежей — газовый и водонапорный;
- 4) продуктивные горизонты представлены различными по проницаемости коллекторами;
- 5) различие в предельных удельных энергосберегающих дебитах, приходящихся на единицу толщины пласта.

4.9. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН И ОЦЕНКА РАЗНОВРЕМЕННОСТИ ИХ ВВОДА НА УДЕЛЬНЫЕ ОБЪЕМЫ ДРЕНАЖА И ГАЗОТДАЧУ

Газовая промышленность страны освоила за прошедшие 50 лет месторождения практически все известные системы размещения скважин, лежащих в основе разработки любого месторождения [15].

В истории газовой отрасли можно выделить четыре периода, каждый из которых характеризовался определенным типом месторождений: I – Северо-Ставропольское, Шебелинское, Газли;

II – группа газоконденсатных месторождений Краснодарского края;

III – месторождения севера Тюменской области – Медвежье, Уренгойское, Ямбургское;

IV – месторождения Прикаспийской впадины со сложным составом газа (Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское).

В каждом периоде доминировали определенные принципы, которые обуславливали выбор системы разработки.

1. Принцип максимальной экономии и пластовой энергии. Наиболее ярко проявился при разработке Газлинского и Северо-Ставропольского месторождений с низким начальным пластовым давлением. Начиная с определенного момента разработка месторождения почти полностью определялась наращиванием мощности ДКС. На Северо-Ставропольском месторождении впервые в стране было применено сгущение скважин большого диаметра в центральной части залежи.

2. Принцип максимальной концентрации скважин. Определялся в первую очередь жесткими географо-климатическими условиями и экономикой. Типичные представители – сеноманские залежи севера Тюменской области (кустовое размещение скважин). Этот принцип действует и для морских месторождений, а также для месторождений, расположенных в пустынях и других сложных климатических условиях.

3. Создание регулируемых систем разработки многопластовых месторождений в условиях проявления активного упруговодонапорного режима.

4. Обеспечение надежной работы газохимических комплексов и максимальное извлечение ценных компонентов. Переход к применению систем поддержания пластового дав-

ления и вторичных методов повышения газо- и компонентоотдачи.

С каждым годом условия эксплуатации и сами месторождения усложняются и требуют все более тщательного обоснования систем разработки с учетом накопленного опыта.

Ниже приводятся наиболее характерные месторождения и использованные (или предложенные) системы размещения и вскрытия.

Месторождение Газли

Равномерное размещение скважин. Практически газовый режим по основным горизонтам. Впервые реализовано опережающее разбуривание залежи.

Северо-Ставропольское месторождение

Центрально-групповое размещение скважин. Небольшое проявление упруговодонапорного режима.

Шебелинское месторождение

Равномерное размещение скважин со сгущением в основной зоне разбуривания. Каждый эксплуатационный горизонт разбуривался самостоятельной сеткой скважин с полным вскрытием по его толщине (за исключением периферийных зон с совместным вскрытием двух горизонтов с самого начала разработки). На завершающей стадии дострел дополнительных объектов.

Вуктыльское месторождение

Весь массив продуктивных отложений (этаж газоносности 500 м) за счет трещиноватости рассматривался как единый объект эксплуатации. Бурение скважин осуществлялось преимущественно на высокопродуктивные отложения среднего карбона. Расстояние до ГВК в самых глубоких скважинах составляло не менее 150–200 м. Интервалы дренирования достигали 600 м. В процессе эксплуатации отмечены заметные водопроявления.

Газоконденсатные месторождения Краснодарского края

Равномерное размещение скважин в зоне разбуривания. Впервые реализована комбинированная система вскрытия многопластовых залежей, позволяющая регулировать в определенной степени темпы продвижения пластовых вод по отдельным пластам.

Месторождения севера Тюменской области

Концентрация высокодебитных скважин благодаря газодинамическому обоснованию возможности отбора значительных количеств газа с ограниченной площади;

централно-групповое размещение скважин (в пределах определенной изопахиты);

батареиное размещение скважин (кольцевое);

крестообразное размещение скважин;

батареино-кустовое размещение (пять-семь вертикальных скважин) с дифференцированным вскрытием продуктивного разреза;

кустовое размещение до 10–15 наклонных скважин с отклонением забоя до 1 км.

Для сеноманских залежей отмечается заметное вторжение пластовых вод, что требует доработки систем размещения, вскрытия и контроля.

Советбагское месторождение

Блоковое размещение скважин, позволяющее максимально ускорить обустройство промысла в условиях пустыни, сократить длину шлейфов, создать удобные коридоры коммуникаций. Первоочередное размещение скважин в бессернистой части залежи.

Оренбургское месторождение

Равномерное размещение скважин в зоне разбуривания. Сгущение сетки скважин вдоль неразбуренных участков. В условиях активного упруговодонапорного режима предложена и внедрена комбинированная система вскрытия эксплуатационных объектов с закрытой конструкцией забоя и выборочной перфорацией в водоопасных зонах. Бурение отдельных и

кустов наклонных скважин на границах неразбуренных участков с отклонением забоя до 500 м. Осуществляется бурение горизонтальных скважин.

Астраханское месторождение

Размещение скважин проектируется с учетом приуроченности залежи к деформируемым коллекторам с АВПД. Предусматриваются концентрация скважин в зонах с повышенной продуктивностью и разреженная сетка в зонах с низкой продуктивностью, максимальное использование зоны разбуривания с целью минимального и более равномерного снижения пластового давления, создание предпосылок для площадных перетоков из периферийных и неразбуренных зон. Система размещения скважин предусматривает возможность перехода к разработке месторождения с поддержанием пластового давления.

Планируется бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин на неразбуренные зоны, включая пойменную.

Карачаганакское месторождение

Глубокозалегающее месторождение с этажом продуктивности 1600 м. В последующем намечалось разрабатывать с поддержанием пластового давления. Выделены три объекта с самостоятельными сетками добывающих и нагнетательных скважин в сочетании с комбинированным вскрытием объектов и их выборочной перфорацией. Большинство проектных скважин на II объект бурится со вскрытием всей продуктивной толщи и последующей выборочной перфорацией. Это позволяет в условиях недостаточной информации создавать достаточно гибкую адаптируемую систему разработки. Намечалось применение схем одновременной раздельной добычи флюидов и обратной закачки газа.

4.9.1. ВЛИЯНИЕ РАЗНОВРЕМЕННОСТИ ВВОДА СКВАЖИН НА КОНЕЧНУЮ ОТДАЧУ ПЛАСТА

Проведенная обработка фактических данных по выработанным газовым месторождениям страны показала следующее. Скважины, введенные в эксплуатацию позже, обладают значительно меньшими удельными объемами дренирования, чем ранее введенные скважины. Это означает, что, во-первых,

сроки ввода отдельных скважин влияют на конечную геометрию областей дренирования, а следовательно, на газоотдачу и, во-вторых, если прирост добычи уменьшается для более поздних скважин, то возникает вопрос предельного срока, за которым ввод скважин становится нерентабельным [16].

Создается впечатление, что скважины, введенные в эксплуатацию позже, не могут перехватить положенные им зоны влияния у ранее введенных скважин. Этот вывод кажется парадоксальным и требует объяснения, поскольку известно, что системы, описываемые уравнением типа теплопроводности, стремятся со временем к одному и тому же стационарному состоянию и не помнят, каким путем они к этому состоянию шли.

Таким образом, поставленная проблема связана с исследованием проведения решений задач истощения пласта при больших временных значениях. Здесь возможны три ситуации, связанные с существованием и единственностью стационарного предела.

1. У системы есть единственный стационарный предел. Тогда, каким бы путем ни развивалась система во времени, рано или поздно она придет в одно и то же конечное состояние. Разновременность ввода скважин не влияет на конечную отдачу.

2. У системы есть стационарный предел, но он не единственный. Тогда в зависимости от того, каким путем развивалась система, она может прийти в то или иное конечное состояние. Разновременность ввода влияет на конечную отдачу.

3. У системы нет стационарного предела. Тогда понятие конечного состояния неопределенно, система нестационарна и может прийти в одно и то же состояние только случайно.

Из свойств линейных параболических уравнений следует, что их решения при больших временных значениях не помнят истории развития системы. Поэтому в простейшем случае линейной фильтрации слабосжимаемого флюида в слабодеформируемом пласте приходим к случаю 1. Для того, чтобы получить случаи 2, 3, следует рассмотреть более сложную систему. Усложнения могут быть связаны прежде всего с введением нелинейности. В свою очередь, это можно сделать, если учесть сжимаемость газа и сильную деформируемость пласта.

Суть численного эксперимента заключается в следующем. Решались две задачи истощения пласта тремя скважинами. В случае 1 все три скважины пускались в работу одновременно, в случае 2 — одна из скважин вводилась с запаздыванием.

Процесс рассчитывался до стабилизации решений во времени. Сравнивались полученные конечные поля давлений. Пусть с момента времени $t_0 = 0$ в горизонтальном ограниченном пласте, насыщенном природным газом, начинают работать несколько добывающих скважин. Процесс фильтрации газа в пласте считается изотермическим, вязкость газа — постоянной. Проницаемость пласта и пористость среды меняются во времени в процессе отбора и зависят от давления. Разрабатываемая залежь газа моделируется двухмерной прямоугольной областью. Рассмотрим случай трех добывающих скважин. Они располагаются в вершинах равнобедренного треугольника, как это показано на рис. 4.24, где L — длина и ширина пласта, l — расстояние от скважин до границ области фильтрации.

При указанных выше предположениях уравнение, описывающее фильтрацию газа в пласте, имеет следующий вид:

$$\frac{\partial(m\rho)}{\partial t} = \frac{1}{\mu} \operatorname{div}(k\rho \bar{\nabla} p), \quad (4.34)$$

где m — пористость среды; ρ — давление; k — проницаемость пласта; Ω — область фильтрации: $\Omega = \{x, y \in (0, L)\}$. Предполагается, что газ идеальный. С учетом зависимости пористости и проницаемости от давления уравнение (4.34) можно преобразовать следующим образом:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{\mu[m(p)+\rho m'_p(p)]} \operatorname{div}(k(p)\rho \bar{\nabla} p). \quad (4.35)$$

Зависимости $m = m(p)$ и $k = k(p)$ экспоненциальны.

Предполагается, что каждая из скважин начинает работать с момента времени t_1, t_2, t_3 соответственно, на скважинах поддерживаются постоянные давления p_1, p_2, p_3 .

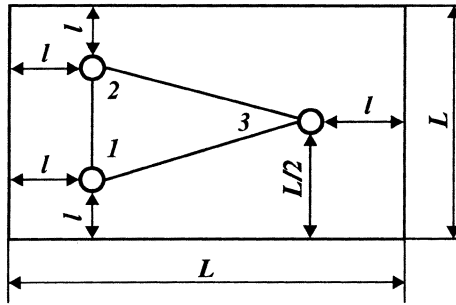


Рис. 4.24. Схема области

Уравнение (4.35) аппроксимируется консервативной неявной конечно-разностной схемой [16].

Для сформулированных выше начально-краевых задач проведены расчеты при следующих значениях фильтрационных параметров пласта и флюида: $m_0 = 0,2$; $k_0 = 10^{-14} \text{ м}^2$; $L = 300 \text{ м}$; $l = 70 \text{ м}$; $\mu = 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $p_0 = 2,5 \text{ МПа}$; $p_1 = p_2 = p_3 = p_0 = 1 \text{ МПа}$.

Рассматривались два случая:

- 1) одновременное включение всех скважин;
- 2) разновременное включение: сначала пускаются скважины 1, 2, а через некоторое время t_3 включается скважина 3.

Для системы характерна стабилизация решений во времени. Пусть T – время стабилизации в варианте одновременного ввода скважин. Будем считать, что $t_3 = T$.

Из проведенного сравнения следует, что поля давлений в обоих вариантах при больших временных значениях (после стабилизации) совпадают.

Варьирование времени ввода t_3 скважины 3 показало, что оно не влияет на конечную картину поля давлений.

Из этого следует, что в условиях сжимаемого газа и упругодеформируемого пласта разновременность ввода скважин не влияет на конечные результаты разработки пласта.

Однако время стабилизации процесса меняется и существенно зависит от t_3 .

На рис. 4.25 изображены зависимости дебитов Q скважин 1, 2 и скважины 3 во времени. Предполагалось, что скважина 3 начала работать после наступления момента стабилизации поля давлений для двух работающих скважин 1 и 2. Были выделены следующие закономерности;

- 1) продуктивность скважин 1 и 2 после включения скважины 3 падает. Это связано с резким возмущением поля давлений;

- 2) в начальный период работы скважины 3 происходит более интенсивный приток к ней газа вследствие существенного увеличения градиентов давления в околоскважинной зоне по сравнению со скважинами 1 и 2;

- 3) дебит скважины 3 быстро убывает во времени до стабилизированного значения. При этом скорость стабилизации того же порядка, что и для скважин 1, 2.

Меньшее значение стабилизированного дебита скважины 3 в данном случае вызвано асимметрией расположения скважин 1(2) и 3 и не имеет отношения к разновременности ввода скважин.

Рассмотрим общую форму уравнения изменения давления

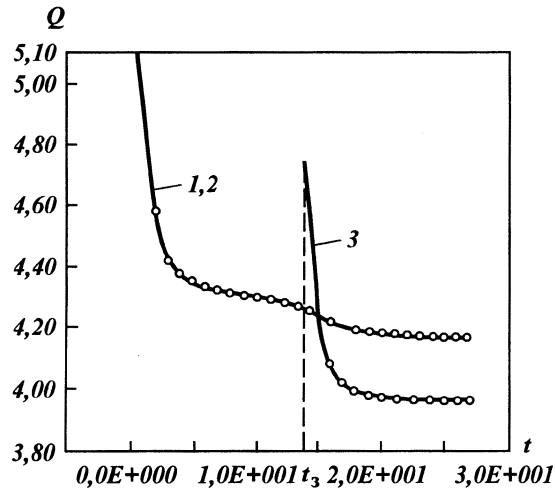


Рис. 4.25. Зависимость дебитов Q скважин во времени

в подземном пласте при стационарных граничных условиях (например, условия Дирихле):

$$\begin{cases} m(x, t, p) \frac{\partial p}{\partial t} = \operatorname{div}(K(x, t, p) \operatorname{grad} p) + f(x, t, p) & x \in \Omega, t > 0; \\ p|_{\partial\Omega} = p(x); p|_{t=0} = p^0 = \text{const}; & (4.36) \\ p|_{\gamma_i(t_i)} = p_{ci}, i = 1 \div N, \end{cases}$$

где p_{ci} — давления на контурах γ_i , являющихся стенкой i -й скважины; N — число скважин; $\gamma_i(t_i)$ — поверхность забоя i -й скважины, вводимой в работу в момент t_i .

Запись граничного условия на i -й скважине означает, что оно задается только для времени $t \geq t_i$. В течение отрезка времени $[0, t]$ i -й скважины не существует вообще.

Здесь необходимо учитывать изменение области Ω во времени, так как после ввода очередной i -й скважины область Ω уменьшается на значение, равное внутреннему объему подобласти, ограниченной контуром γ_i . Однако эти объемы крайне малы, и для упрощения обозначений этим эффектом можно пренебречь.

Рассмотрим также стационарную задачу относительно стационарного поля давлений $u(x)$:

$$\begin{cases} 0 = \operatorname{div}(a(x, \infty, u(x)) \operatorname{grad} u) + f(x, \infty, u(x)) & x \in \Omega; \\ u|_{\partial\Omega} = p(x); \\ u|_{\gamma_i} = p_{ci}, \quad i = 1 \div N. \end{cases} \quad (4.37)$$

При больших значениях времени ($t \rightarrow \infty$) существуют три возможности поведения решения p исходной задачи (4.36):

1. Задача (4.37) имеет единственное решение. Тогда решение p стремится к решению стационарной задачи u :

$$p(x, t)^{t \rightarrow \infty} \rightarrow u(x). \quad (4.38)$$

2. Задача (4.37) имеет множество решений $u^{(k)}(x)$, $k = 1, 2, \dots$. Тогда p стремится к одному из этих решений:

$$p(x, t)^{t \rightarrow \infty} \rightarrow u^{(k)}(x), \quad \forall k, \quad (4.39)$$

где номер "k" зависит от истории процесса, т.е. от пути, по которому происходило развитие системы во времени.

3. Задача (4.37) не имеет решения. Это означает, что давление p не стремится к какому-либо стационарному пределу.

$$p = p(x, t), \quad \forall t. \quad (4.40)$$

Ситуации 2 и 3 представляют наибольший интерес, так как конечный результат в них (при $t \rightarrow \infty$) заранее неизвестен и зависит от всей истории развития системы. Далее приводятся некоторые примеры возможной реализации этих ситуаций на практике.

"Градиентное" деформирование пласта

Рассмотрим случай, когда в (4.36):

$$K = K(p, x). \quad (4.41)$$

Пусть, например,

$$K = 1 + \alpha |\operatorname{grad} p|, \quad \alpha = \text{const}. \quad (4.42)$$

В одномерном случае стационарное уравнение без правой части имеет вид

$$\frac{d}{dx} \left(\left(1 + \alpha \frac{du}{dx} \right) \frac{du}{dx} \right) = 0.$$

Оно легко интегрируется:

$$u'_x \equiv \frac{du}{dx} = \frac{-1 \pm \sqrt{1 - 4\alpha A_1}}{2\alpha},$$

где A_1 — константа интегрирования.

Это уравнение имеет два решения:

$$u_1(x) = A_2 - \left(\frac{1 + \sqrt{1 - 4\alpha A_1}}{2\alpha} \right) x;$$

$$u_2(x) = A_2 - \left(\frac{1 + \sqrt{1 - 4\alpha A_1}}{2\alpha} \right) x,$$

где A_2 — вторая константа интегрирования.

Здесь мы попадаем в ситуацию 2, т.е. в зависимости от того, как развивалась система во времени, можно получить то или иное стационарное решение.

Такой случай деформирования естественно называть градиентным.

Обобщая результат, можно ожидать, что в случае нелинейности по пространственным производным давлениям предельная стационарная задача имеет не одно решение (ситуация 2).

Двухфазная фильтрация без капиллярных сил

Допустим, что в пласте присутствует вторая подвижная фаза (вода, газовый конденсат). Тогда уравнения течения можно записать в виде

$$\begin{cases} m \frac{\partial p}{\partial t} = \operatorname{div}(K(S)\operatorname{grad} p); \\ \frac{\partial S}{\partial t} + \vec{v}\operatorname{grad} S = 0, \quad x \in \Omega, \end{cases}$$

где S — насыщенность второй фазой, \vec{v} — вектор скорости переноса насыщенности. Капиллярной дисперсией пренебрегаем.

Область Ω считаем ограниченной.

Второе уравнение описывает движение бегущих волн насыщенности через пласт. Такие волны не имеют стационарного предела и могут ходить по пласту, отражаясь и переотражаясь от границ сколь угодно долго. Поэтому и первое уравнение, в которое S входит как параметр, не имеет стационарных решений.

Таким образом, двухфазность без капиллярных сил приводит к ситуации 3.

Сильно неоднородные среды

М.Б. Панфиловым были получены уравнения с памятью, описывающие течения флюида в среде с двойной пористостью:

$$\begin{cases} m \frac{\partial p}{\partial t} - \operatorname{div}(K(p)\operatorname{grad}p) = -m_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\int_0^t K(1-\tau) \frac{\partial p}{\partial \tau} d\tau \right), \\ p_b = p - \int_0^t K(1-\tau) \frac{\partial p}{\partial \tau} d\tau, \end{cases} \quad (4.43)$$

где p , m — давление и пористость в высокопроницаемой среде; p_b , m_b — давление и пористость в плотных блоках; $K(t)$ — ядро оператора.

У этой системы нет стационарных решений, и конечный результат зависит от пути ее развития.

Общие закономерности можно получить на базе исследования интегрального по всему пласту уравнения, которое имеет вид

$$\rho / \rho^0 = 1 - Q(\tau) + \frac{\lambda C^0 \mu^0}{\rho^0 p^0} \int_0^\tau \frac{\partial p}{\partial \theta} [1 - K(\tau - \theta)] d\theta, \quad (4.44)$$

где $Q(\tau) \equiv G(\tau)/M_2$; λ — отношение массовых запасов газа в матрице (M_1) к запасам в коллекторе (M_2); $G(\tau)$ — накопленный добытый газ (масса); p^0 — начальное давление; $\rho(p)$ — плотность газа;

$$C^0 = (p^0 / \rho^0) (d\rho / dp)_{p=p^0}.$$

Если рассматривать газ как термодинамически идеальный, т.е. $\mu = \text{const}$, и $\rho = \rho^0 p / p^0$, $\mu(p)$ — вязкость газа, то (4.44) сведется к виду

$$P \equiv p^2(\tau) = 1 - Q(\tau) - \lambda \int_0^\tau p \frac{dp}{d\tau} [1 - K(\tau - \bar{\tau})] d\bar{\tau}, \quad p = p / p^0. \quad (4.45)$$

Ввод новых скважин сопровождается скачкообразным ростом темпов добычи $q = \frac{dQ}{d\tau}$. Поэтому в рамках модели (4.44) управляющими параметрами являются q и момент t^* его скачка.

Для определенности будем считать момент достижения 30 %-ной газоотдачи из всего пласта окончанием разработки во всех вариантах.

Кривая 1 соответствует режиму работы, когда все скважины были введены сразу.

Кривая 2 описывает случай, когда

$$q(\tau) = \begin{cases} 0,5, & 0 < \tau \leq 0,8; \\ 3, & 0,8 < \tau \leq 1, \end{cases}$$

где τ — безразмерное время.

Это означает, что сначала была введена в работу меньшая часть скважин, а в момент $\tau = 0,8$ ввели новые скважины, так что конечный фонд скважин в 6 раз превысил первоначальный.

Кривая 3 соответствует режиму

$$q = \begin{cases} 3, & 0 < \tau \leq 0,2; \\ 0,5 & 0,2 < \tau \leq 1, \end{cases}$$

т.е. все скважины были введены сразу, а с момента $\tau = 0,2$ была отключена значительная их часть, так что фонд работающих скважин уменьшился в 6 раз.

При одинаковой суммарной добыче газа в случае разновременного ввода скважин конечное давление в коллекторе оказывается ниже на 33,7 %, чем при одновременном вводе. А в случае одновременного ввода и последующего отключения скважин давление оказывается выше на 16,9 %, чем в варианте без отключения.

Таким образом, для максимального равномерного дренирования пласта более выгодным оказывается одновременный ввод скважин с интенсивной работой в начальной стадии (с целью скорейшего вовлечения в дренирование плотных блоков) и последующей медленной доразработкой.

4.9.2. ОПТИМАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ ИСТОЩЕНИЯ СИЛЬНО НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Постепенный ввод новых скважин, а значит, и нарастание во времени темпов добычи приводят к тому, что плотные блоки не успевают включиться в работу и интенсивность истощения высокопроницаемого коллектора превышает интенсивность истощения низкопроницаемых блоков.

Бурение новых скважин в этом случае может оказаться бессмысленным и даже отрицательным фактором.

В этой связи можно рекомендовать следующую оптимальную стратегию истощения неоднородных залежей.

Пусть T — характерное время включения в работу плотных пропластков, которое зависит только от коллекторских

и геометрических свойств этих пропластков и не зависит от интенсивности внешнего воздействия.

1. В течение времени T поддерживаются максимально высокие темпы извлечения газа. Весь фонд скважин вводится в этот период, причем очередность ввода почти не имеет значения. В этот период идет вовлечение низкопроницаемых плотных пропластков.

2. По окончании периода T темпы истощения резко снижаются либо за счет отключения некоторых скважин, либо за счет снижения их дебитов. Постепенное снижение темпов истощения ведется до тех пор, пока не будет достигнута стабилизация давления в коллекторе. Дальнейшее истощение ведется уже достигнутыми темпами.

Величина T оценивается следующим образом:

$$T = \frac{L^2 m_b \mu_r}{k_b p^0},$$

где m_b , k_b — пористость и проницаемость плотных пропластков (линз, блоков...); L — их характерный линейный размер (толщина плотных пропластков, эквивалентный диаметр линз, блоков...); μ_r — вязкость газа в пластовых условиях; p^0 — начальное давление в залежи.

4.10. ОЦЕНКА ГАЗО- И КОНДЕНСАТООТДАЧИ

Запасы природного газа и конденсата подразделяются на:

балансовые, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые по мере разработки могут быть частично вовлечены в эксплуатацию за счет непосредственного контакта с зонами разрабатываемых балансовых запасов.

Извлекаемые запасы — часть балансовых запасов, которая может быть извлечена при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Количественной характеристикой полноты извлечения природного газа является отношение количества (массы) до-

бытого к моменту завершения эксплуатации месторождения сухого (без C_{5+}) газа к его начальным запасам в пласте, называемое коэффициентом конечной газоотдачи или коэффициентом извлечения газа.

Определение извлекаемых запасов и конечной газоотдачи производится:

на стадии проектирования разработки;

в процессе разработки и при проектировании доработки на завершающей стадии добычи газа.

Исходной информацией для определения извлекаемых запасов и конечной газоотдачи служат данные разведки, опытной пробной и опытно-промышленной эксплуатации и промышленной разработки залежей.

На извлечение природных газов из месторождений влияют природные, технико-технологические и экономические факторы.

К основным природным факторам относятся:

начальные (геологические) запасы газа;

начальный состав пластовых флюидов, давление начала конденсации, характер кривой дифференциальной конденсации;

начальные термобарические условия месторождения;

размеры, геометрия и тип (пластовый, массивный, массивно-пластовый) месторождения;

глубина залегания пластов, этаж газоносности;

коллекторские свойства газо- и водонасыщенных пород, изменение фильтрационных, емкостных свойств и удельных предельных энергосберегающих дебитов по разрезу площади залежи;

упругие и деформационные, а также прочностные свойства пород-коллекторов;

характеристика водоносных пластов и бассейна.

К технико-технологическим факторам относятся следующие:

способ разработки (истощение, сайклинг-процесс, перепуск из горизонта в горизонт, перевод газоконденсатных залежей в газовые путем закачки газа, приводящей к изменению фазовой диаграммы газоконденсатной смеси, разработка газоконденсатных месторождений на истощение с получением в качестве товарной продукции конденсата и консервацией (закачкой) сухого газа в вышележащие газовые или водоносные пласты);

темпы отбора газа из месторождения и распределение его по отдельным участкам, блокам, залежам;

количество и размещение скважин, время и последовательность ввода их в эксплуатацию;
возможность регулирования отработки пластов, продвижения пластовых вод;
для многопластового месторождения — система разделения залежей по объектам эксплуатации;
Экономические факторы:
цены на газ и конденсат;
капитальные вложения в разработку месторождения;
эксплуатационные расходы на эксплуатацию скважин, промышленного оборудования и ДКС.
Экономическим критерием прекращения разработки месторождения является равенство текущих эксплуатационных затрат и выручки от реализации продукции.

4.10.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ГАЗО- И КОНДЕНСАТООТДАЧИ

По количеству начальных геологических запасов газа месторождения подразделяются на группы:

уникальные и крупные — более 500 млрд. м³ и от 30 до 500 млрд. м³ соответственно;
средние — от 10 до 30 млрд. м³;
мелкие — до 10 млрд. м³.

По типу резервуаров залежи различаются в основном как пластовые и массивные.

По сложности геологического строения выделяются месторождения:

простого строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, выдержанными продуктивными пластами по площади и разрезу;

сложного и очень сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью пластов, литологическими замещениями и тектоническими нарушениями.

По содержанию конденсата месторождения подразделяются на группы:

месторождения с малым содержанием конденсата (менее 50 г/м³) и газоконденсатные месторождения со средним содержанием конденсата (от 50 до 250 г/м³);

газоконденсатные месторождения с высоким содержанием конденсата (более 250 г/м³).

По типу коллектора залежи подразделяются на:

с поровым коллектором, в котором фильтрационные про-

цессы связаны с поровой составляющей общей пустотности вмещающих пород;

с условно непоровым коллектором (трещинным, трещинно-поровым, трещинно-каверновым, смешанным).

По значению проницаемости месторождения можно условно разделить на высоко- и низкопроницаемые с граничным значением $0,01 \text{ мкм}^2$ ($0,01 \text{ мД}$).

Важным фактором является значимость прочностных, упругих и деформационных свойств пород и залежей при разработке. К группе условно деформирующихся относятся залежи в коллекторах порового типа, уменьшение объема пустот в которых к концу истощения составит более 5 % от начального значения. Для залежей в непоровых коллекторах граничное значение соответственно составляет 20 %.

Одним из наиболее определяющих факторов, влияющих на газоотдачу залежей (месторождения), является режим разработки залежи — газовый или водонапорный.

По способу разработки месторождения делятся на:

разрабатываемые истощением;

разрабатываемые с использованием методов поддержания пластового давления (сайклинг-процесс, перепуск газа из одного горизонта в другой, перевод газоконденсатных месторождений в газовые и др.).

Многопластовые месторождения подразделяются на:

каждая залежь эксплуатируется своей сеткой скважин;

несколько залежей, объединенных в один объект разработки, эксплуатируются единой сеткой скважин.

4.10.2. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА (ГАЗООТДАЧИ)

Для газовых залежей при отсутствии забалансовых запасов и разрабатываемых при газовом режиме коэффициент извлечения газа

$$\eta_r \equiv 1 - \frac{p/z}{p_n/z_n}, \quad (4.46)$$

где p_n/z_n и p/z — среднее пластовое давление в залежи соответственно в начале и конце разработки, деленное на соответствующий коэффициент сверхсжимаемости.

Пластовое давление $p_{пл}$ в зоне скважин в конце разработки определяется по минимальному давлению p_r на головке скважины и дебиту газа Q по формулам:

при $Q \leq Q_{кр}$

$$p_{\text{пл}} = \sqrt{p_{\text{г}}^2 e^{2S} + aQ + \theta Q^2}; \quad (4.47)$$

при $Q > Q_{\text{кр}}$

$$p_{\text{пл}} = \sqrt{p_{\text{г}}^2 e^{2S} + aQ + \bar{b}Q(\bar{Q} - Q_{\text{кр}}) + \theta Q^2}, \quad (4.48)$$

где

$$\bar{Q} = Q - Q_{\text{кр}} \ln \frac{Q}{Q_{\text{кр}}};$$

$$S = \frac{0,03415\bar{p}L}{z_{\text{ср}}T_{\text{ср}}}; \quad \theta = 1,3 \cdot 10^{-2} \frac{\lambda}{d^5} z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} (e^{2b} - 1);$$

$a, \bar{b}, \lambda, d, L, T_{\text{ср}}$ – средние для залежи коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны, коэффициент гидравлического сопротивления НКТ, диаметр НКТ и температура газа в стволе скважины; $z_{\text{ср}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа в скважине; $Q_{\text{кр}}$ – критический (энергосберегающий) дебит.

Коэффициент конечной газоотдачи балансовых запасов

$$\eta_{\text{б}} \equiv 1 - \frac{p_{\text{б}} / z_{\text{б}}}{p_{\text{н}} / z_{\text{н}}},$$

где $p_{\text{б}}$ – среднее пластовое давление на конец разработки в высокопроницаемых породах.

Коэффициент конечной газоотдачи забалансовых запасов

$$\eta_{\text{зб}} \equiv 1 - \frac{p_{\text{зб}} / z_{\text{зб}}}{p_{\text{н}} / z_{\text{н}}},$$

где $p_{\text{зб}}$ – среднее пластовое давление на конец разработки в низкопроницаемых породах.

Коэффициент извлечения газа из месторождения в целом (по отношению к количеству балансовых запасов) определяется выражением

$$\eta = \eta_{\text{г}} + \Delta\eta_{\text{зб}};$$

$$\Delta\eta_{\text{зб}} = \frac{Q_{\text{зб}}}{Q_{\text{б}}} \eta_{\text{зб}}.$$

Оценки коэффициента конечной газоотдачи залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме, зависят от степени и характера внедрения пластовых вод в залежь (см. гл. 7).

Оценка коэффициента конечной газоотдачи газоконден-

сатных залежей, разрабатываемых в режиме истощения, осуществляется по формуле

$$\eta = \eta_r - \Delta\eta_{и},$$

где

$$\Delta\eta_{и} = \frac{q_{п} - q_{п}^*}{\rho_{н} - q_{н}} \frac{p_{нк} / z_{нк}}{p_{н} / z_{н}} - \left[1 - \frac{\rho - q}{\rho_{н} - q_{н}} (1 - \beta) \right] \frac{p / z}{p_{н} / z_{н}},$$

где $p_{нк}$, $z_{нк}$ — давление начала конденсации и соответствующий коэффициент сверхсжимаемости; ρ — плотность пластового газа; $q_{п}$, $q_{п}^*$ — массовые удельные потери сырого и стабильного конденсата; q — массовое удельное содержание углеводородов C_{5+} в пластовом газе; β — доля объема, занятая выпавшим сырым конденсатом; индекс "н" отмечает значения величин в начальный момент разработки.

Для залежей, разрабатываемых при сайклинг-процессе, коэффициент конечной газоотдачи рассчитывается по формуле

$$\eta = \eta_r - \Delta\eta_{сп},$$

где

$$\Delta\eta_{сп} = \frac{q_{п} - q_{п}^*}{\rho_{н} - q_{н}} \frac{p_{нк} / z_{нк}}{p_{н} / z_{н}} - \left\{ 1 - (1 - \beta) \left[(1 - k_{ок}) \frac{\rho - q}{\rho_{н} - q_{н}} + k_{ок} \frac{z}{z_{н}} \frac{\rho_3}{\rho_{н} - q_{н}} \right] \right\} \frac{p / z}{p_{н} / z_{н}},$$

где $k_{ок}$ — коэффициент охвата пластов вытеснением сырого газа сухим; ρ_3 , z_3 — плотность и коэффициент сверхсжимаемости закачиваемого газа.

4.10.3. ОЦЕНКА КОНДЕНСАТООТДАЧИ

Газоконденсатными, как известно, называются такие залежи, из газа которых при снижении давления выделяется жидкая углеводородная фаза — конденсат. Различают конденсат сырой и стабильный. Учет запасов и расчет коэффициента извлечения конденсата производится по стабильному конденсату.

Стабильным конденсатом называется углеводородный конденсат, состоящий из углеводородов C_{5+} при атмосферных условиях. Стабильный конденсат получают из сырого конденсата путем его дегазации. В промышленных условиях в

стабильном конденсате содержится не более 3–4 % пропан-бутановой фракции.

Запасы стабильного конденсата в залежи определяются как произведение удельного потенциального содержания конденсата C_{5+} в 1 м^3 пластового газа в г/м^3 , приведенного к стандартным условиям, или в пересчете на сухой газ при этих условиях соответственно на объем пластового или сухого газа в м^3 .

Начальное потенциальное содержание конденсата и его изменение в процессе разработки в связи с понижением пластового давления определяются по результатам специальных промысловых и экспериментальных лабораторных исследований [17].

В процессе разработки месторождения по мере снижения пластового давления проводится исследование скважин на газоконденсатность с целью уточнения текущего содержания конденсата в добываемом газе.

При исследовании на газоконденсатность месторождений, характеризующихся большим этажом газоносности (свыше 300 м) и наличием нефтяных оторочек (типа Карачаганакского, Оренбургского и др.), потенциальное содержание конденсата по высоте залежи увеличивается сверху вниз и определяется в скважинах, расположенных на различных гипсометрических отметках и участках площади.

Уменьшение в процессе разработки потенциального содержания конденсата в пластовом газе происходит в результате дифференциальной конденсации углеводородов C_{5+} , переходящих в жидкую фазу при снижении пластового давления.

Конденсация углеводородов в пласте вызывает изменение не только его содержания, но и компонентного состава добываемого газа и конденсата.

С увеличением потенциального содержания конденсата в пластовом газе интенсивность конденсации углеводородов возрастает. В зависимости от состава пластового газа, содержания конденсата и термобарических условий коэффициент извлечения конденсата (конденсатоотдача) при разработке на естественном режиме истощения изменяется в широких пределах, примерно от 0,9 до 0,2. Например, по Вуктыльскому месторождению он составил 0,3, и общие потери конденсата составили 100 млн. т.

Потери конденсата обуславливаются выпадением его в пласте и прекращением фонтанирования газоконденсатных скважин при сравнительно высоких пластовых давлениях

вследствие скопления жидкости в призабойной зоне и стволе скважин из-за недостаточной энергии для ее выноса на поверхность. Для продления эксплуатации газоконденсатных скважин с высоким содержанием конденсата при разработке на истощение применяется газлифтный способ и другие технологии.

С целью повышения степени извлечения газа и конденсата на месторождениях с высоким его содержанием (свыше $150 - 200 \text{ г/м}^3$) применяются различные методы поддержания пластового давления (сайклинг-процесс, перевод газоконденсатных месторождений в газовые, при котором увеличивается конденсатоотдача вдвое по сравнению с сайклингом, комбинированное воздействие, закачка растворителей и др.) [21].

Исходной информацией для обоснования коэффициента извлечения конденсата служат данные разведки, подсчета запасов, опытно-промышленной эксплуатации скважин, результаты исследований газоконденсатной системы на установках *PVT*, остаточное давление в залежи, режим работы пластов, характеристика охвата вытеснением при сайклинг-процессе, технико-экономические данные по капитальным и эксплуатационным затратам, цены на товарную продукцию: газ, конденсат, пропан-бутан и др.

Обоснование коэффициента извлечения конденсата носит стадийный характер. На стадии подготовки месторождения к разработке производится предварительный расчет коэффициента извлечения конденсата по укрупненным показателям и оценочным параметрам. На стадии составления комплексного проекта разработки производится определение коэффициентов извлечения конденсата и газа, сопоставление различных вариантов разработки с учетом экономических критериев, охраны недр и окружающей среды.

На последующих стадиях разработки месторождения с учетом дополнительных данных, полученных в процессе эксплуатации скважин, производится уточнение балансовых и извлекаемых запасов газа и конденсата и уточняется значение ожидаемого конечного коэффициента извлечения конденсата.

Для обоснования коэффициента извлечения конденсата в результате исследования газоконденсатной системы определяют:

- изменение компонентного состава пластового газа и конденсата по мере снижения пластового давления;
- изменение плотности пластового газа и коэффициента сверхсжимаемости от пластового давления;

давление начала конденсации углеводородов в пластовых условиях;

зависимость удельного содержания стабильного конденсата в пластовом газе ($\text{г}/\text{м}^3$) от текущего значения пластового давления;

зависимость удельных потерь стабильного и сырого конденсата ($\text{г}/\text{м}^3$ и $\text{см}^3/\text{м}^3$) от текущего значения пластового давления.

Определение потенциального содержания конденсата C_{5+} в добываемом газе производится при исследовании пластовых проб газа и конденсата по методике ВНИИГАЗа [18].

При высоком содержании конденсата в пластовом газе не менее $150\text{--}200 \text{ г}/\text{м}^3$ и благоприятных геолого-промысловых условиях для осуществления сайклинг-процесса и других технологий рассматривают соответствующие варианты разработки, обеспечивающие повышение газо- и конденсатоотдачи залежи.

При наличии нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах рассматриваются варианты разработки нефтяных оторочек и добычи нефти до начала сайклинг-процесса и в период сайклинг-процесса с целью опережающего извлечения жидких углеводородов с последующим переводом залежи на режим истощения. Предстоит разработка практической технологии перевода нефтяных месторождений в газоконденсатные, предложенной И.Н. Стрижовым. Коэффициент извлечения конденсата при разработке газоконденсатной залежи на истощение является функцией текущего пластового давления [19]

$$\eta_k = 1 - \frac{q_{ж}(p)}{q_0} - \frac{q(p)}{q_0} \frac{\bar{p}}{\bar{p}_0},$$

где q_0 – начальное содержание конденсата в пластовом газе; $q(p)$ – текущее содержание конденсата в пластовом газе, $\text{г}/\text{м}^3$; $q_{ж}(p)$ – удельные потери конденсата, приведенные к 1 м^3 пластового газа при стандартных условиях; $\bar{p}_0 = p_0 / z_0$; \bar{p} – приведенное пластовое давление,

$$\bar{p} = p[1 - \delta_k(p) - \delta_y(p) - \delta_b(p)]z.$$

Величины δ_k , δ_y , δ_b характеризуют относительное уменьшение объема газонасыщенных пор залежи соответственно вследствие выпадения конденсата, упругих и сдвиговых деформаций пласта-коллектора и остаточных флюидов и внедрения в залежь подошвенных и контурных вод.

Относительное изменение объема газонасыщенных пор залежи в процессе ее разработки определяется приближенно из следующих выражений:

$$\delta_k(p) = q'_j(p)\bar{p}f;$$

$$\delta_y(p) = (m\sigma_b\beta_b + \beta_c)(p_0 - p) / m\sigma_r;$$

$$\delta_b(p) = W(p, t) / \bar{\Omega}_0\bar{p}_0,$$

где $q'_j(p)$ — удельный объем сырого конденсата, перешедшего в пласте в жидкую фазу, $\text{м}^3/\text{м}^3$; m, σ_r, σ_b — соответственно средняя пористость, газонасыщенность и водонасыщенность пласта-коллектора; β_b, β_c — коэффициенты объемной упругости соответственно пластовой воды и пористой среды, $1/\text{МПа}$; $W(p, t)$ — объем внедрившейся в залежь пластовой воды; $f = T_{ст}/T_{пл}p_{ат}$; $\bar{\Omega} = \Omega_0 f$.

При высоком содержании конденсата в пластовом газе (свыше $150 \text{ г}/\text{м}^3$) и благоприятных геологических условиях для осуществления сайклинг-процесса при давлении $p_{пл} = p_{нач}$ коэффициент извлечения конденсата определяется приближенно, исходя из следующего выражения [20]

$$\eta_k = f_{ок} + (1 - f_{ок})\eta(\bar{p}_k) + q_p z_{пл} f_{ок} \eta_r(\bar{p}_k) / q_0 z_{зак},$$

где $f_{ок}$ — коэффициент охвата вытеснением пластового газа; $\eta(\bar{p}_k)$ — коэффициент конденсатоотдачи при разработке залежи на истощение до конечного давления в залежи p_k ; $\eta_r(\bar{p}_k)$ — конечный коэффициент газоотдачи; $z_{зак}, z_{пл}$ — соответственно коэффициенты сверхсжимаемости закачиваемого и пластового газа; q_p — усредненная величина удельного содержания конденсата в "сухом" газе за весь период доразработки залежи на истощение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 4

1. Кортаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1981.
2. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. — М.: Недра, 1973.
3. Гафурова М. Оценка неоднородности и характеристика обводнения продуктивных горизонтов месторождения Ачак // Экспресс-информ. ВНИИЭГазпром. — 1976. — № 10.
4. Закиров С.Н., Кортаев Ю.П., Кондрат Р.М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. — М.: Недра, 1976.
5. Гафурова М., Закиров С.Н., Кортаев Ю.П., Орлов В.С. К оценке обводняющегося числа эксплуатационных скважин // РНТС. Сер. Разработка и

эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭГазпром. — 1977. — № 10.

6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: Пер. с англ. — Гостоптехиздат, 1949.

7. Лапук Б.Б., Бруно А.А., Сомов Б.Е. О конусах подошвенной воды в газовых залежах // Газовая промышленность. — 1961. — № 2.

8. Закиров С.Н., Колесникова С.П., Коротаев Ю.П., Коршунова Л.Г. Исследование нестационарного конусообразования // Газовая промышленность. — 1979. — № 4.

9. Закиров С.Н., Колесникова С.П., Коротаев Ю.П., Коршунова Л.Г. Деформации границы раздела газ—вода при эксплуатации скважины // Реф. сб. "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". ВНИИЭГазпром, 1977, вып. 6.

10. Coats K.H., Dempsey J.R., Henderson J.E. The use of vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance. Soc. Petrol. Eng. J., No, 1971, p. 63—71.

11. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. — М.: Гостоптехиздат, 1946.

12. Катц Д и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. — М.: Недра, 1965.

13. Панфилов М.Б., Панфилова И.В. Осредненные модели фильтрационных процессов с неоднородной внутренней структурой. — М.: Наука, 1996.

14. Панфилов М.Б. Управление извлекаемыми запасами в сильно неоднородных залежах // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 8.

15. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справ. руководство: в 2 т. / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. — М.: Недра, 1984. — Т. 1.

16. Коротаев Ю.П., Панфилов М.Б., Балашов А.А., Савченко В.В. Влияние разновременности ввода скважин на конечную отдачу пласта. Теоретический анализ // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ИРЦ Газпром, 1996.

17. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. — М.: Недра, 1975, с. 72.

18. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа. — М.: изд. ВНИИГАЗ, 1990, с. 45.

19. Григорьев В.С. Прогнозирование углеводородоотдачи пластов // Газовая промышленность. — 1990. — № 6. — С. 45—47.

20. Григорьев В.С. Повышение конденсатоотдачи при разработке залежей с применением сайклинг-процесса // Нефтяная и газовая промышленность. — 1985. — № 3. — С. 32—36.

21. Коротаев Ю.П. Новые технологии разработки месторождений природного газа // Материалы Всесоюзной конференции. Основные направления и проблемы развития энергетики СССР на перспективу. — 1989. — Вып. IV.



ÒÀÕÍ Î ËÏ ÆÈ×ÃÑÊÈÀ ÐÀÆÈÌ Û ÝÊÑÌ ËÓÀÒÀÕÈÈ ÑÊÀÀÆÈÍ

5.1. ÑÌ ÆÐÀÌ ÁÍ Í ÛÀ Ì ÐÃÃÑÒÀÆÈÍ Èß Î ÒÀÕÍ ËÏ ÆÈ×ÃÑÊÈÌ Ì ÐÀÆÈÌ Á ÝÊÑÌ ËÓÀÒÀÕÈÈ ÀÀÇÌ ÆÕÕ ÑÊÀÀÆÈÍ

Под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин (ТРЭС) понимается режим работы скважин, при котором поддерживается определенное соотношение между дебитом скважины и забойным давлением или его градиентом. С математической точки зрения технологический режим эксплуатации скважин определяет граничные условия на забое, знать которые необходимо для интегрирования дифференциального уравнения фильтрации газа к скважинам.

Технологический режим работы газовых скважин — это заранее запрограммированные определенные условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризующиеся значением дебита и забойного давления (или его градиента) и определяемые некоторыми естественными ограничениями [9, 17]. Например, энергосбережением, эксплуатацией без осложнений и аварий, недопущением разрушения пород забоя при высоких депрессиях или поступления пластовой воды на забой и др.

Технологический режим эксплуатации газовых скважин при оптимальных нормах прибыли должен обеспечивать наиболее выгоднейший дебит газа, а также весь комплекс работ, необходимых для нормальной эксплуатации скважины, прискважинного оборудования и сооружений, без осложнений и аварий в течение всего срока разработки месторождения, получения максимальной газоотдачи при условии охраны недр и окружающей среды [10–12].

ТРЭС является комплексной характеристикой, а не чисто гидродинамическим и термодинамическим параметром пласта и скважины, и определяется деформационными и прочностными характеристиками призабойной зоны пласта. На его установление влияют многие факторы: геологические, технологические, технические, экологические, экономические, неопределенность имеющейся информации, потребности в газе и конденсате, количество и расположение скважин на структуре, охрана прав каждого собственника недр и др. [1, 3, 13, 17].

Правильно установленный технологический режим эксплуатации газовых скважин обеспечивает получение наибольшего количества газа при энерго- и ресурсосберегающих технологиях с наименьшими гидравлическими и тепловыми потерями, исходя из геолого-промысловых, технических, экономических и экологических условий.

Для каждой эксплуатационной скважины по данным исследования и эксплуатации устанавливают основные показатели ее работы на квартал, полугодие или более продолжительный срок в зависимости от характеристики пласта и потребностей в газе. ТРЭС учитывает сезонную неравномерность в потреблении газа. Технологический режим в основном характеризуется рабочим дебитом скважины, давлением и температурой на устье при этом дебите.

В паспорте и деле, которые составляют для каждой скважины, отражается весь период жизни скважины, начиная с бурения, опробования, эксплуатации и кончая ее ликвидацией.

При эксплуатации в паспорте записывают технологический режим работы скважины по месяцам, результаты ее исследований, капитальные и текущие ремонты и другие работы.

Конструкция и состояние подземного и наземного оборудования скважины также влияют на установление технологического режима.

При составлении технологического режима следует учитывать и порядок обслуживания скважины, который заключается (предпочтительно в непрерывном) контроле за ее работой, за дебитом газа, конденсата и воды, давлением и температурой на устье скважины, выносом частиц породы, за разрушением пласта, состоянием забоя, образованием песчаноглинистых пробок, подтягиванием воды, эффективностью работы всего вскрытого интервала пласта, деформацией призабойной зоны пласта НКТ и обсадных труб, нарушением их

целостности и т.д. Чтобы правильно установить технологический режим работы, проводят анализ ее предыдущей эксплуатации и регулярно не реже 1 раза в год исследуют скважину при различных режимах, включая энергосберегающие режимы работы. На основании этих материалов выбирают рациональный для данной скважины режим ее работы, в том числе предельный энергосберегающий технологический режим.

Причиной, вызывающей движение газа из пласта к забою скважины, является депрессия на пласт. Чем больше депрессия на забое, т.е. чем больше разность между пластовым и забойным давлениями, тем больше дебит скважины. Дебит газа, кроме того, зависит от характера и степени вскрытия пласта, его коллекторских свойств и пропускной способности фонтанных труб и подземного оборудования.

При выборе технологического режима скважины для нее устанавливают такой дебит, при котором исключена возможность разрушения призабойной части пласта, приводящее к образованию песчаной пробки на забое, смятию колонны обсадных труб, повреждению самой скважины или установленного наземного и подземного оборудования. Укрепление призабойной зоны применением, например, гравийных фильтров, одновременно увеличивающих значительно предельные энергосберегающие дебиты скважины.

Чтобы узнать, какие условия работы скважины являются оптимальными, необходимо при исследовании и эксплуатации скважины изучить условия упругонапряженного состояния призабойной зоны, начало и характер сдвиговых деформаций в ней, интенсивность разрушения пластов и выноса частиц породы, жидкости, а также влияние других факторов при отборе из нее различных количеств газа.

Ю.П. Коротяев предложил различать практический и расчетный технологический режимы эксплуатации скважин. Практический технологический режим эксплуатации устанавливается на ограниченный период времени в пределах до года и часто поддерживается в виде неизменного, предпочтительно энергосберегающего, дебита за этот период. При этом на современном этапе для решения технологических задач необходимо в первую очередь решить техническую проблему инструментального осуществления автоматического контроля поддержания режима работы скважин с необходимой заданной степенью периодичности и точности измерения устьевых и забойных параметров, обеспечивая эксплуатацию скважин без разрушения призабойной зоны и подтягивания языков (конусов) пластовой воды.

Практический технологический режим работы скважин устанавливает геологическая служба промысла ежеквартально или один раз в полгода в соответствии с данными проекта разработки, опыта эксплуатации и результатами исследования скважин.

Расчетный технологический режим работы скважин, выполненный в проектах разработки, представляет, как правило, осредненную прогнозную оценку для залежи в целом или отдельных ее частей и позволяет выбрать ориентировочный прогноз разработки залежи на длительный период.

Газовая залежь представляет собой сложную динамическую систему, функционирующую в условиях частичной неопределенности вследствие неполноты информации о процессах, происходящих в ней.

Степень неопределенности зависит в основном от таких факторов, как отсутствие или невозможность повсеместного измерения гидродинамических, термодинамических, деформационных, прочностных, гидрохимических и других характеристик флюида и пласта, а также дискретности получаемой информации со значительными пространственными и временными интервалами. В связи с неточностью получаемой информации, отсутствием надежных методов прогнозирования влияния комплекса этих факторов в нашей практике проектирования для расчетного технологического режима рабочие дебиты исходя из опыта разработки мы принимали значительно ниже предельно допустимых дебитов, полученных в результате кратковременных гидродинамических исследований. Практические технологические режимы могут быть ниже расчетных, принимаемых в проектах ОПЭ, основанных на результатах кратковременных гидродинамических исследований, проведенных до начала разработки, по которым, как правило, негативных последствий не наблюдается. Ярким примером могут служить первые разведочные скважины на Медвежьем и Уренгойском месторождениях, по которым были получены рабочие дебиты 3–4 млн. м³/сут без разрушения призабойной зоны пласта, в последующем при эксплуатации картина резко изменилась, и разрушение пласта наблюдается при значительно более низких дебитах.

Как показал ретроспективный анализ многолетней эксплуатации по многим месторождениям, фактические дебиты и депрессии часто из-за отставания буровых работ и обустройства промыслов были значительно выше энергосберегающих режимов, что приводило к негативным последствиям, таким как разрушение пласта, пусководопроявления, деформации

колонн и НКТ и др. Чтобы их избежать, необходимо не выходить за пределы энергосберегающих режимов, тем самым обеспечивая снижение числа капитальных ремонтов скважин и их избирательного обводнения, а как следствие, повышение газоотдачи пластов.

Рассмотрим основные и исторические аспекты, условия и факторы, влияющие на технологический режим эксплуатации газовых скважин.

В отечественной и зарубежной литературе практически отсутствуют крупные исследования по технологическим режимам эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Особенно их мало по практике эксплуатации скважин и их методологической связи с проектными и прогнозными расчетами технологических режимов разработки месторождений.

Исследование вопросов, связанных с ТРЭС, началось на втором этапе развития научных основ проектирования систем разработки месторождений, изложенных в книге И.Н. Стрижова и Н.Е. Ходановича [1], и было продолжено в работе [18].

Первые предложения установления ТРЭС исходя из предельно допустимого дебита газа без разрушения пласта содержались в проекте разработки Султангуловского месторождения. Там в качестве критерия было предложено соблюдение ТРЭС постоянной скорости фильтрации на забое скважин и рассматривались различные способы измерения количества песка, в том числе и путем установки специальных сеток и фильтров при исследовании скважин, которые не нашли применения. В последующем широко использовался пороодоуловитель, предложенный Е.В. Левыкиным, основанный на использовании центробежных сил [6]. Гидродинамические расчеты в этом проекте выполнялись по закону Дарси. Тогда же И.Н. Стрижов поставил проблему исследования ТРЭС и поручил ее решение Е.В. Левыкину.

В этот период началось создание третьего этапа — традиционных научных основ разработки как комплексной науки, объединяющей промысловую геологию, гидродинамику и отраслевую экономику, которое сопровождалось, как нам сегодня представляется, излишней эмоциональностью и политичностью (А.Л. Козлов и др.) при критике основных постулатов, изложенных в книге И.Н. Стрижова [1]. В этой книге изложен опыт разработки, полученный к тому времени на месторождениях США, и содержится ряд оригинальных идей, некоторые из которых не потеряли своей значимости и сегодня.

Установление рабочего дебита по проценту от $Q_{a.c}$ или $Q_{св}$ представляет некоторую статистическую величину, основанную на опыте эксплуатации скважин [1, 13].

Б.Б. Лапуком, Е.М. Минским, Е.В. Левыкиным и другими были предложены новые подходы к установлению технологического режима работы скважин. При этом утверждалось, что необходимо отказаться от метода установления рабочего дебита как некоторой доли от $Q_{a.c}$ или $Q_{св}$, назначая дебит с учетом всех особенностей работы скважины: кривой дебит–давление, устойчивости продуктивного горизонта, возможности подтягивания воды и пр.

Б.Б. Лапук писал [2]: "Таким образом, эксплуатация газовых скважин при постоянном проценте отбора θ сопровождается непрерывным уменьшением скорости фильтрации у забоя скважины, а следовательно, и по всей призабойной зоне. Если в начальный момент эксплуатации скорость фильтрации у забоя скважины была равна V_{max} , то с течением времени она будет составлять все меньшую и меньшую долю от V_{max} . Ясно, что в этих условиях мы отбираем из пласта непрерывно уменьшающееся количество газа по сравнению с возможным дебитом газа. Из этого следует, что поддержание неизменного процента отбора является нерациональным".

В работе [4] Б.Б. Лапук писал: "Рациональным технологическим режимом является такой, при котором градиент давления на поверхности забоя скважины не превышает некоторой максимально допустимой величины, при которой начинается интенсивный процесс частичного разрушения забоя".

Расчет показателей системы разработки газового месторождения при нелинейном законе фильтрации газа при постоянном градиенте давления на поверхности забоя скважины выполнил в 1957 г. А.И. Ширковский [5].

Начиная с середины 50-х годов во ВНИИГАЗе при проектировании разработки газовых месторождений все расчеты ТРЭС проводились исходя из двучленного закона притока газа к забою скважины. При этом большое внимание уделялось определению начальных рабочих дебитов и депрессий. Они выбирались по результатам исследований скважин, специально и регулярно проводимых сотрудниками ВНИИГАЗа. Тогда на основе этих исследований были составлены проекты разработки первых крупных месторождений — Северо-Ставропольского, Шебелинского, Газлинского и др. Отметим, что и в последующем на первом этапе освоения крупнейших месторождений Западной Сибири, таких как Медвежье и

Уренгойское, специальным гидродинамическим исследованиям разведочных и эксплуатационных скважин уделялось чрезвычайно большое внимание. Была создана специальная экспедиция ВНИИГАЗа в Лабытнанге, которая успешно установила очень высокие добывные возможности скважин, что позволило вести разработку с помощью сверхмощных скважин. Кроме того, во ВНИИГАЗе создается лаборатория комплексных исследований пластов и скважин.

В 1960 г. Ю.П. Коротаев и Г.А. Зотов, исходя из двучленного закона и метода последовательной смены стационарных состояний, обобщили научные и практические результаты по выбору технологических режимов эксплуатации скважин [17]. Были рассмотрены ТРЭС: постоянного дебита $Q = \text{const}$, постоянной депрессии $\Delta p = \text{const}$, постоянного градиента на забое $\psi = \text{const}$, постоянного забойного давления $p_z = \text{const}$ и постоянного устьевого давления $p_r = \text{const}$. Именно такой подход нашел повсеместное широкое применение в течение 35 лет (1951–1986 гг.). На этой основе были выполнены проекты разработки всех отечественных газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе и таких уникальных, как Уренгойское, Медвежье, Вуктыльское, Оренбургское, Карачаганакское и др. Практика эксплуатации показала, что ограничения на дебит, которые вводились при проектировании разработки месторождений в виде расчетных технологических режимов, связывались в основном с возможностью разрушения призабойной зоны и абразивным изнашиванием скважинного и поверхностного оборудования. Серьезные специальные теоретические и экспериментальные исследования по этому вопросу отсутствовали, и не было контроля за работой каждой скважины. На практике это, как правило, приводило к эксплуатации скважин с некоторым количеством песка, скапливающимся на забое скважин и в сепараторах, а практические ограничения дебита вводились лишь при интенсивном выносе песка и нарушениях в поверхностном оборудовании. При этом гидродинамические исследования часто сводились к формальному определению коэффициентов фильтрационного сопротивления, а не к вскрытию физической сущности процесса фильтрации с учетом условий работы ствола и забоя скважин. Роль и значимость проведения регулярных серьезных исследований скважин была принижена и в течение 20 лет (с 1966 по 1986 г.) практически не было новых значимых теоретических и экспериментальных исследований. Такой подход привел к относительно жестким технологическим условиям эксплуатации

скважин. Этому способствовала и концепция, когда, теоретически исходя из двучленного закона, не существовало ограничений на дебит при отсутствии явного выноса породы и пластовой воды с забоя скважин. В результате, по существу, перестало быть жизненной необходимостью регулярное проведение исследований скважин.

В 1986 г. вместо двучленной формулы притока газа к забою скважины Ю.П. Коротаев обосновывает теоретически и экспериментально путем проведения прецизионных акустико-гидродинамических исследований пористых сред и специальных гидродинамических исследований скважин на Уренгойском и других месторождениях существование двух режимов фильтрации по закону Дарси и трехчленному закону с точкой перехода между ними, соответствующей критическому дебиту $Q_{кр}$. Исходя из этого, им предложен новый предельный энергосберегающий ТРЭС $Q_{кр} = \text{const}$ [8, 10, 12, 21]. (Подробнее этот ТРЭС изложен ниже в 5.3.)

Двучленный закон является асимптотическим приближением к реальной фильтрации при $Q_{кр} = 0$. Во всех других случаях, когда $Q_{кр} > 0$, он принципиально не справедлив для плоскорадиальной или сферической фильтрации из-за роста зоны нарушения линейного закона с увеличением дебита при $Q > Q_{кр}$.

Авторы работы [22] в последующем также подтвердили существование $Q_{кр}$ вместо двучленной формулы, но приняли для расчетов постоянное значение $Re_{кр} = 4$. По существу, это частный случай предложенного Ю.П. Коротаевым [12] энергосберегающего ТРЭС. Такой подход не отвечает реальным условиям, так как каждой скважине соответствует свое, только ей характерное критическое значение $Re_{кр}$. Все попытки многих авторов получить одно-единственное критическое значение $Re_{кр}$, справедливое для всех или многих пористых сред, при строгой проверке оказались несостоятельными.

В своей диссертационной работе [19] И.С. Немировский пишет: "Выполненный анализ результатов исследования скважин показал, что для сеноманских отложений Медвежьего, Ямбургского и Уренгойского месторождений индикаторная кривая часто имеет точку излома при некотором дебите q_0 . Результаты измерения и их стандартная интерпретация с использованием общепринятой двучленной формулы притока не всегда применимы при исследовании высокоскоростного фильтрационного потока в слабосцементированной разрушающейся пористой среде".

Работа И.С. Немировского также подтверждает концепции Ю.П. Кортаева на существование двух законов фильтрации газа, но в предлагаемых формулах не учитывает рост зоны нарушения линейного закона с увеличением дебита при $Q > Q_{кр}$.

5.2. $\text{O}\lambda\text{E}\text{O}\text{I}\ \text{D}\text{U}, \text{I}\ \lambda\text{D}\lambda\text{I}\ \text{E}\times\text{E}\lambda\lambda\text{P}\ \text{U}\ \text{E}\lambda\ \lambda\lambda\lambda\text{E}\text{O}\text{U}$ $\lambda\lambda\text{C}\text{I}\ \lambda\text{U}\text{O}\ \text{E}\ \lambda\lambda\text{C}\text{I}\ \text{E}\text{I}\ \text{I}\ \lambda\lambda\text{I}\ \text{N}\lambda\text{O}\text{I}\ \text{U}\text{O}\ \text{N}\text{E}\lambda\lambda\text{E}\text{E}\text{I}$

Условия, влияющие на ограничение дебита газовых скважин, можно подразделить на группы: геологические, технологические, технические и экономические. Использование ретроспективного анализа и опыта эксплуатации месторождения уже на втором этапе развития науки разработки позволило вывести вероятностно-статистические закономерности поведения как различных категорий скважин, так и газовых месторождений.

$\lambda\lambda\text{I}\ \text{E}\text{I}\ \lambda\text{E}\div\lambda\text{n}\text{E}\text{E}\lambda\ \text{o}\text{n}\text{E}\text{I}\ \lambda\text{E}\text{y}$

Разрушение призабойной зоны. При эксплуатации газовых скважин с высоким дебитом может происходить разрушение призабойной зоны. До начала разбуривания залежь находится в упругонапряженном состоянии. При входе долота в пласт в призабойной зоне в радиусе до 5 диаметров ствола забоя создается концентрация напряжений, приводящая к изменению первоначального напряженного состояния. Это может приводить из-за упругих и сдвиговых деформаций к снижению (иногда на порядок) проницаемости и прочности призабойной зоны. В процессе разработки растет разность между горным и пластовым давлением, что усиливает деформационные процессы сдвигового характера, приводящие к разрушению призабойной зоны пласта. Возникновение акустических колебаний при $Q > Q_{кр}$ в значительной мере усугубляет этот процесс, приводя к расшатыванию зерен скелета породы и способствуя их отрыву. При значительном снижении $p_{пл}$ отмечается оседание земной поверхности в целом по площади залежи.

Разрушение призабойной зоны пласта фиксируется по выносу частиц песка и цементирующего материала породы на поверхность. В литературе обычно разрушение призабойной зоны объяснялось лишь тем, что силы сцепления между

частицами, слагающими пористую среду, разрушаются под действием больших градиентов давления, возникающих при движении газа к забою скважины.

Если этот градиент давления превышает некоторое максимально допустимое значение, происходит разрушение призабойной зоны. Твердые частицы, попадая на забой скважины, смешиваются с находящейся там жидкостью и при недостаточной скорости выноса образуется непроницаемая песчаная пробка, которая перекрывает часть вскрытого интервала пласта (до 80 % вскрытого перфорированного участка пласта). В результате возрастает депрессия на работающий интервал, наступает режим $Q > Q_{кр}$, тем самым усиливая процесс разрушения пласта.

Опыт показывает, что в среднем ниже башмака фонтанных труб работает интервал пласта не более 15 м. Эксплуатация скважин с разрушением призабойной зоны, образованием песчаных пробок на забое и выносом песка на устье недопустима никакими экономическими соображениями. Их следует относить к разряду аварийных и подлежащих ремонту, если не удастся обеспечить эксплуатацию без разрушения призабойной зоны пласта.

Если скорости восходящего потока газа в стволе скважины достаточно высоки, происходит вынос частиц на поверхность. Вынос твердых частиц из пласта может приводить к образованию песчаных пробок, а также к истиранию подъемной колонны труб и поверхностного оборудования движущимися в потоке газа частицами породы. В некоторых случаях это приводит к разрушению оборудования, а большие утечки газа к открытому фонтанированию или грифообразованию. Вот почему вопросу об эксплуатации продуктивных пластов, представленных слабосцементированными рыхлыми, разрушающимися коллекторами, должно уделяться особое внимание, предотвращать их, оборудуя специальными фильтрами или укрепляя смолами и т.п.

Практика разработки месторождения показывает, что небольшие количества песка, выносимого в процессе кратковременного исследования скважин или кратковременных продувок скважин, как правило, существенного вреда не оказывают, если они проводятся при надлежащем контроле за примесями и опыте исследователей.

Однако длительная эксплуатация скважин при дебитах, приводящих к разрушению призабойной зоны, сопровождается большими опасностями, создает аварийные ситуации и недопустима.

Разрушению призабойной зоны пласта, как было сказано выше, способствует эксплуатация при $Q > Q_{кр}$, сопровождаемая акустическим шумом на забое, приводящим к колебаниям газа и породы. При росте дебитов интенсивность шума растет и достигает критического значения, при котором начинается разрушение пласта.

Дебит газа, при котором начинают выноситься частицы породы, и интервал пласта, который начинает разрушаться наиболее четко, определяют по результатам глубинных акустико-гидродинамических исследований. АГДМ довольно четко можно фиксировать вплоть до выноса песка из каждого перфорационного канала путем исследований скважин на разных режимах, а также по характеру и количеству примесей, собираемых в сепараторах в процессе эксплуатации. Если дебит газа ограничивается вследствие разрушения призабойной зоны в процессе эксплуатации данной скважины, следует устанавливать дебит не выше верхней границы закона Дарси, т.е. энергосберегающий режим работы скважины. В процессе разработки значения как предельного энергосберегающего дебита $Q_{кр}$, так и минимального дебита, при котором начинается разрушение пласта, снижаются.

Для увеличения предельного значения допустимой депрессии в рыхлых коллекторах и предотвращения их разрушения предусматриваются работы по креплению призабойной зоны и установка специальных фильтров, а также работы по увеличению $Q_{кр}$.

Образование языков конусов обводнения. В месторождениях с активным водонапорным режимом и особенно, когда газоводяной контакт находится близко от нижней отметки перфорационных отверстий, дебит газа ограничивают вследствие опасности обводнения, что главным образом зависит от перепада давления и состояния призабойной зоны и режима фильтрации. Как показали исследования, возникновение акустических колебаний на забое при притоке газа по трехчленному закону способствует подтягиванию воды к забою скважины, в первую очередь, по высокопроницаемым пропласткам.

Образование конусов подошвенной воды и прорыв краевой воды в скважины могут привести к существенному снижению проницаемости призабойной зоны и даже к практическому прекращению поступления газа в скважину.

Техника эксплуатации газовых скважин не позволяет добывать газ со значительным содержанием воды, так как возникающая при этом необходимость транспортировки по

промысловым газопроводам и сепарации значительного количества воды приводит к усложнению и удорожанию системы обустройства газопромысла.

Возможность преждевременного обводнения скважины определяется в основном расстоянием от забоя до зеркала подошвенных вод или до контура краевых вод, проницаемостью пласта по вертикали и горизонтали, степенью неоднородности коллекторов и режимов эксплуатации скважины. Существуют некоторый оптимальный режим и определенная степень вскрытия пласта, позволяющие обеспечить так называемый предельный безводный дебит скважины.

Следует отметить, что прорвавшийся уже на забой конус подошвенной воды, или поступление контурных вод, т.е. их прорыв, как показывает опыт, не может быть ликвидирован простым закрытием скважины. Обычно в этом случае приходится в скважине проводить специальные работы по изоляции обводнившихся пропластков.

Ретроспективный анализ работы скважин на Уренгойском месторождении показал, что фильтрация при нарушении закона Дарси способствует избирательному продвижению воды.

Эксплуатация газовых скважин, имеющих подошвенную воду, приводит к уменьшению дебита газа и увеличению количества воды, что способствует и коррозии оборудования. Поэтому при эксплуатации таких скважин, как правило, следует установить дебит, а следовательно, и депрессию, при которой скважины не обводняются. Обнадеживающие результаты по прогнозу обводнения скважин Оренбургского месторождения получены применением С.А. Критской и К.Р. Маргуловой метода распознавания образов.

Дебит газа и максимальную депрессию, при которых не происходит прорыв подошвенных вод, оценивают расчетным путем [15, 20] и проверяют очень осторожно опытным путем, эксплуатируя скважину на различных режимах и контролируя при этом поступление жидкости на забой скважины.

Предельный безводный дебит, позволяющий вести эксплуатацию без прорыва конуса воды в газовую скважину, можно оценить по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh^2 \rho_v \rho_{пл}}{\mu \rho_{ст}} q^*, \quad (5.1)$$

где Q — предельный безводный дебит газа, $\text{см}^3/\text{с}$; k — проницаемость в горизонтальном направлении, мкм^2 ; h — тол-

шина газоносной части, считая от кровли продуктивного пласта до контакта газ-вода, см; ρ_v – плотность воды в пластовых условиях, кг/см³; $p_{пл}$ – абсолютное давление на контуре R_k , МПа; R_k – радиус контура питания, см; μ – вязкость газа, Па·с; $p_{ст} = 0,103$ МПа; q^* – безразмерный предельный безводный дебит, который определяется из рис. 5.1 в зависимости от величины $\rho = \frac{R_k}{h\sqrt{k/k_v}}$ и степени вскрытия

$\bar{h} = h_{вск} / h$; $h_{вск}$ – вскрытая толщина пласта, см; k_v – проницаемость в вертикальном направлении.

Зная предельный безводный дебит, из (5.1) определяем предельно допустимую депрессию.

При $Q \leq Q_{кр}$

$$\Delta p = p_k - \sqrt{p_k^2 - aQ}.$$

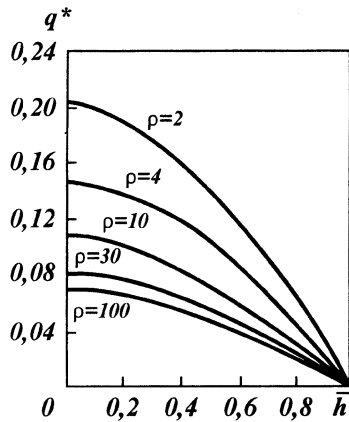
При $Q > Q_{кр}$

$$\Delta p = p_k - \sqrt{p_k^2 - aQ - \bar{b}Q_{кр}Q + \bar{b}Q\bar{Q}},$$

здесь a , \bar{b} – коэффициенты фильтрационного сопротивления; $Q_{кр}$ – критический дебит, определяемый по данным исследований скважин,

$$\bar{Q} = Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}.$$

Условность оценки предельного безводного дебита связана обычно с неопределенностью информации о неоднородности



Дей. 5.1. Зависимость q^* от \bar{h}

пласта, в результате их точность не более 50 %, о чем свидетельствуют полученные промысловые проверки.

В процессе разработки месторождения при общем подъеме контакта газ – вода предельные безводные дебиты и депрессии по скважинам будут уменьшаться. Для этих условий также технологический режим предельного безводного дебита не должен превышать значение энергосберегающего дебита.

Общие условия работы скважины

К этим условиям, влияющим на выбор режима работы скважины, можно отнести следующие:

- скопление жидкости в стволе и на забое;
- образование гидратов в стволе в призабойной зоне пласта;
- обеспечение оптимальных условий при обработке газа;
- необходимость очистки забоя от жидкости и твердых частиц;
- обеспечение минимума пластовых потерь давления.

Природные газы в условиях пласта насыщены парами влаги. При изменении термодинамического равновесия во время эксплуатации месторождения на забое в стволе скважины могут создаваться условия, благоприятные для образования кристаллогидратов. Особенно это относится к месторождениям, пластовая температура в которых близка к равновесным условиям гидратообразования.

Например, в газовых месторождениях в районах западной и восточной Сибири пластовые температуры относительно низкие.

Образование кристаллогидратов создает серьезные трудности при эксплуатации скважин, вызывая изменение их производительности и даже прекращая подачу газа из скважин вследствие формирования гидратных пробок, обмерзания оборудования и т.д.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин приходится считаться с возможностью образования кристаллогидратов, предусматривать меры по предотвращению их образования и разрушению образовавшихся гидратов.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений одним из факторов, ограничивающих дебиты скважин, может являться необходимость получения вместе с газом максимально возможного количества конденсата.

Необходимость добычи конденсата из скважин может

приводить к уменьшению депрессий на пласт с целью недопущения преждевременного выпадения конденсата в пласте. Может также возникнуть необходимость уменьшения диаметра фонтанных труб для обеспечения выноса конденсата с забоев скважин, а также получения более высокого давления на входе в установки низкотемпературной сепарации.

Общие рекомендации

К этим условиям, влияющим на дебит газа, можно отнести:

неудовлетворительное состояние забоя и подземного оборудования, в частности, образование песочно-глинистых пробок. В ряде случаев забой засоряется грязью, которая устраняется продувкой или промывкой забоя. Улучшить условия выноса жидкости и твердых частиц с забоя можно увеличением глубины спуска НКТ;

недоброкачество цементажа колонн, что может привести к прорыву верхних или нижних вод. В этом случае проводятся работы по изоляции притока вод;

ограниченная пропускная способность НКТ газосборных сетей и промысловых сооружений по подготовке газа к транспорту. В этом случае эксплуатация скважин ведется при ограниченных дебитах, принимая меры к увеличению дебита газа путем увеличения диаметров НКТ. Могут также прокладываться шлейфы большего диаметра или параллельные шлейфы рядом с существующими, увеличиваться пропускная способность сепарационных сооружений и т.д. В некоторых случаях применяют специальные покрытия внутренней поверхности труб для уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления;

негерметичность обсадной колонны, что может вызвать приток воды или утечку газа. В таких скважинах необходимо проводить ремонтные работы;

смятия НКТ и обсадных колонн или нарушения их сплошности могут быть вызваны растеплением ММП при эксплуатации, деформацией и разрушением призабойной зоны пласта при высоких депрессиях, оседанием земной поверхности при снижении пластового давления;

опасность разрыва колонны обсадных труб, что может иметь место в разведочных скважинах при неожиданном наличии аномально высокого пластового давления выше расчетного, в которых ошибочно установлено устьевое оборудование или спущены эксплуатационные колонны, рассчитанные на давление меньше фактического, эти скважины подле-

жат ремонту. В таких скважинах при исследовании снижать дебит меньше допустимого и останавливать их для измерения пластового давления нельзя. Пример организации перетока газа в одной из таких скважин на месторождении Ян-Чаа-Си в КНР был приведен в гл. 2.

Эксплуатационную колонну и другое скважинное оборудование рассчитывают на прочность и сохранение устойчивости при снижении давления в ней до атмосферного, чтобы скважину можно было надежно эксплуатировать в течение всего периода разработки месторождения;

опасность вибрации наземного и подземного оборудования, установленного на устье скважины, вследствие пульсации газового потока при изменении давления. Наблюдающаяся иногда при больших дебитах газа вибрация фонтанного оборудования и башмака НКГ может привести к усталости материала и разрушению устьевого арматуры и забоя. Для устранения вибрации фонтанной арматуры следует изменить частоту ее собственных колебаний путем уменьшения высоты арматуры или увеличения ее массы. Снижение дебитов газа также прекращает вибрацию оборудования и башмака НКГ;

опасность разрушения эксплуатационной колонны, НКГ и наземного оборудования из-за коррозии или эрозии. На некоторых месторождениях вследствие присутствия в газе CO_2 , H_2S и других возбудителей коррозии при определенных влажности газа, температуре и скоростях потока возможно интенсивное разрушение труб и оборудования.

Для этих месторождений рабочие дебиты скважин необходимо назначать с учетом специальных исследований, проводящихся противокоррозийной службой, и с применением соответствующих ингибиторов.

Установление того или иного дебита газа также определяется потребностью в газе. Обычно летний период характеризуется сокращением потребления, а следовательно, дебит газа по скважинам летом уменьшается, и иногда часть скважин отключают.

В условиях ММП значительное снижение дебитов и длительная остановка скважин могут приводить к изменению теплового режима, замерзанию криолитозоны, смятию колонн и образованию гидратов в стволе скважин.

Таковы основные факторы, ограничивающие дебиты газовых скважин. Естественно, что все указанные ограничения не действуют одновременно на каждом месторождении. В зависимости от конкретных геолого-промысловых условий, со-

става и свойств газа и т.д. на каждом месторождении могут быть главные и второстепенные факторы, которые ограничивают дебиты скважин. Руководствуясь этими факторами, а также потребностью в газе в данный момент назначаются технологические режимы эксплуатации газовых скважин.

5.3. **ΥΪ ΑΔΑΪ ΝΑΑΒΑΑΑΡ Û ÈÈ ΒΑΛΕΪ ΥÈÑÌ ÈΘΑΘΑΘÈÈ**

Ю.П. Коротаяевым предложен энергосберегающий технологический режим работы скважин, обеспечивающий надежную их эксплуатацию без осложнений и аварий и повышение газо- и конденсатоотдачи в течение основного срока разработки залежи. Этот режим обеспечивает получение максимального дебита при минимальных потерях пластовой энергии и соответствует верхней границе закона Дарси, т.е. $Q_{кр} = \text{const}$ [12].

Критический дебит $Q_{кр}$ — максимальный дебит, при котором фильтрация осуществляется по линейному закону, т.е. соответствует максимальному энергосберегающему дебиту, когда потери давления пропорциональны Q . При дебитах $Q > Q_{кр}$ потери давления растут более интенсивно за счет влияния Q^2 . Таким образом, установление технологического режима работы скважин при $Q_{кр} = \text{const}$ обеспечивает экономию пластовой энергии, позволяет осуществлять эксплуатацию скважин без разрушения призабойной зоны пласта и предотвращает в значительной мере избирательное продвижение пластовых вод из-за отсутствия упругих акустических колебаний на забое скважин.

Энергосберегающий режим эксплуатации скважин при $Q_{кр}$ основан в отличие от ранее применяемых на принципиально новой основе. Величина $Q_{кр}$ сама является интегральным гидродинамическим параметром скважины, часто в значительно большей степени определяющая условия фильтрации, чем коэффициенты фильтрационного сопротивления, и, более того, величина $Q_{кр}$ уменьшается с падением $p_{пл}$, обеспечивая тем самым надежность добычи газа без осложнений и аварий в процессе разработки. Для обоснованного применения $Q_{кр}$ на весь срок разработки необходимо инструментально определять характер его изменения во времени. Как показывают наблюдения, скважины на завершающем этапе разработки месторождений автоматически работают в пределах справедливости закона Дарси. При отсутствии данных о характере изменения $Q_{кр}(t)$ для проектируемого месторождения эта ве-

личина берется по аналогии с известными выработанными месторождениями.

Режим $Q_{кр} = \text{const}$ рекомендуется не только в качестве расчетного прогнозного, но и в качестве практического технологического режима работы скважин. В последнем случае он подлежит инструментальному уточнению путем проведения ежегодных исследований скважин в широком диапазоне дебитов, включая закон Дарси и трехчленный закон. Таким образом, значения $Q_{кр}$ должны ежегодно уточняться и устанавливаться их изменения во времени в процессе разработки, т.е. регулярные ежегодные исследования становятся жизненной необходимостью для каждой скважины. Одновременно уточняются значения коэффициентов фильтрационного сопротивления a , b и НФС. В этом внешнее сходство с ТРЭС определенного процента от $Q_{a,c}$, так как его значение со временем по мере падения $p_{пл}$ также уменьшается. До достижения предельно допустимой депрессии на пласт на этот промежуток времени при оценочных расчетах можно принять энергосберегающий дебит постоянным во времени, что упрощает все расчеты. Режим $Q_{кр} = \text{const}$ пригоден принципиально для любых коллекторов и обеспечивает наиболее благоприятные условия пласта.

По мнению авторов, причиной, усугубляющей разрушение призабойной зоны, является достижение критических колебаний породы, имеющих место при режимах работы скважин при $Q > Q_{кр}$ и сопровождаемых ультразвуковой эмиссией горных пород. По существу, на разрушение призабойной зоны расходуется та часть энергии, которая связана с нарушением закона Дарси¹. Таким образом, для практического обеспечения надежной эксплуатации скважин без разрушения призабойной зоны следует рекомендовать эксплуатацию скважин на режиме $Q_{кр} = \text{const}$.

Обратим внимание на резкое различие (более чем в 30 раз) между эксплуатационным фондом скважин США, где он составляет 293 тыс. скважин и у нас порядка 9 тыс. скважин при добыче газа, практически большей до 2 раз. Наряду с историческими условиями более раннего развития газовой промышленности США, где более 25 тыс. скважин эксплуатируются с дебитами до $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, режим работы скважин в США не выходит за пределы энергосберегающего режима

¹ Т.е. $\Delta p^{x^2} = \Delta p^2 - aQ = \bar{b}Q(\bar{Q} - Q_{кр})$. Величина Δp^{x^2} , соответствующая началу выноса породы, определяется экспериментально.

$Q_{кр} = \text{const}$, который обоснован многолетним ретроспективным анализом скважин.

Основной причиной наличия в США огромного числа скважин, считает Ю.П. Коротаев, является практически отсутствие там крупнейших газовых месторождений с высокими продуктивными характеристиками и значительная роль принадлежит низкопроницаемым коллекторам.

Ниже приводятся расчетные формулы для различных технологических режимов эксплуатации скважин, модифицированные с учетом наличия $Q_{кр}$ и двух режимов фильтрации согласно закону Дарси и трехчленному закону.

Повсеместная экономия энергии давления — одна из основных особенностей рациональной энергосберегающей эксплуатации месторождений. Движение газа в пласте, стволе скважины, оборудовании устья скважины, манифольдах, шлейфах, промысловых газосборных коллекторах, установках комплексной подготовки газа (УКПГ) сопровождается потерями давления. Общие потери давления $\Delta p_o = p_k - p_{пк}$ для каждой скважины. Они складываются из потерь

$$\Delta p_o = \Delta p_{пл} + \Delta p_c + \Delta p_{оу} + \Delta p_{ман} + \Delta p_{шл} + \Delta p_{пк}.$$

В разных географических, климатических, геологических условиях, на различных месторождениях потери давления в пласте $\Delta p_{пл}$, в скважине Δp_c , оборудовании устья $\Delta p_{оу}$, манифольде $\Delta p_{ман}$, шлейфе $\Delta p_{шл}$, в промысловом коллекторе $\Delta p_{пк}$ будут иметь различное значение. Не всегда потери давления в пласте $\Delta p_{пл} = p_k - p_z$ существенны по сравнению с потерями давления на других участках движения газа. Например, на Медвежьем месторождении $\Delta p_{пл} = (0,28 \div 0,4)$ МПа, тогда как потери в стволе скважины Δp_c составляют $(1 \div 2)$ МПа. На Астраханском ГКМ $\Delta p_{пл}$ составляет $(10 \div 15)$ МПа, $\Delta p_c = (3 \div 4)$ МПа. Необходимо стремиться в течение всего периода эксплуатации к минимуму общих потерь давления — $\Delta p_{o \min}$. Поэтому наряду с предельным энергосберегающим ТРЭС при $Q_{кр} = \text{const}$ целесообразно проведение исследований по обоснованию общего энергосберегающего ТРЭС, при котором обеспечивается минимум общих потерь давления от контура области питания до входа в промысловую ДКС.

Завершающая стадия компрессорного периода эксплуатации газовых месторождений характеризуется низкими давлениями, небольшими дебитами, появлением пластовой воды в продукции скважин, отложением солей на забое, в НКТ, оборудовании скважин, шлейфах, образовании песчано-глинистых пробок на забое скважины. В этот период газ вы-

носит больше конденсационной и пластовой воды, механических взвесей, солей [19, 20]. При этих условиях вряд ли возможно найти однозначное условие отбора газа на забое скважины. В компрессорный период падающей добычи газа особое внимание на многих газовых месторождениях уделяется всемерному сокращению потерь давления на всех участках пути движения газа от контура области питания в пласте до приема промысловых ДКС, осушке газа и его очистке от механических взвесей, подбору компрессорных машин различных типов и их компоновке на промысловых ДКС. В тех же случаях, когда режим эксплуатации месторождения оказался газовым, нет продвижения краевой или подошвенной воды в пласт, условия отбора газа на забое скважины, установленные для периода разработки с постоянным темпом отбора газа, сохраняются и на компрессорный период с падающим темпом отбора газа.

В начале завершающего этапа разработки месторождений рекомендуем применять энергосберегающий ТРЭС в пределах верхней границы закона Дарси. При дальнейшем падении дебитов эксплуатация будет осуществляться согласно закону Дарси на одном из режимов $p_r = \text{const}$ или $Q = \text{const}$ с осуществлением мероприятий по удалению жидкости с забоя скважин.

Наряду с гидродинамическими ТРЭС большое значение имеют термодинамические ТРЭС, на которые было впервые обращено внимание в работах [8, 21, 23]. Особое значение эти режимы приобрели при разработке месторождений, приуроченных к криолитозоне, обеспечению безгидратных режимов скважин, шлейфов и т.п. Эти режимы имеют принципиальное значение и для газоконденсатных месторождений.

5.4. **ÈÏ Î ÒÏÏ ÈÛ ÒÛÝÑ Ñ Î Î Î Î Û ÜÞ** **ÀÈÕÑÒÈÈÏ -ÃÈÄÏÏ ÄÈÏ ÀÏ È×ÃÑÈÈÕ ÈÏ Î Î ÈÃÈÑÏ Æ**

Оптимизация показателей разработки месторождений, таких как технологический режим эксплуатации скважин, регулирование разработки при естественных режимах и поддержании пластового давления, контроль за движением границы раздела газ—вода, сайклинг-процесс и т.п., требует, во-первых, решения сложных гидродинамических и оптимизационных задач, во-вторых, создания и использования технических средств и методов, позволяющих оперативно кон-

тролировать результаты управляющих воздействий на залежь.

Скважина, гидродинамически связанная с пластом, является на стадии разведки и эксплуатации залежи практически единственным для наблюдения информационным каналом, используемым для проведения газо- и акустико-гидродинамических, термодинамических, геофизических и других исследований и наблюдений. На ситуацию, сложившуюся в современных условиях в отечественной газовой промышленности, повлияла также высказанная ранее ошибочная концепция, что якобы скважина не является объектом автоматизации и нет необходимости непрерывного контроля за устьевыми параметрами ее работы.

Эффективная эксплуатация месторождений природных газов в значительной степени зависит от надежной работы основного объекта газового промысла — скважины. Работа скважин определяется выбором, установлением и поддержанием технологического режима. В связи с этим весьма актуальной является задача создания и внедрения на промыслах и надежных методов и средств контроля за технологическими режимами работы газовых скважин.

За время существования газовой промышленности методы и средства оперативного контроля за работой газовых скважин фактически принципиально изменялись по мере перехода от индивидуальной к групповой системе сбора и подготовки газа. При этом на начальном этапе на каждой скважине измерялись давление, температура, расход газа и количество воды непосредственно оператором.

По существу, контроль за режимом работы каждой скважины на начальном этапе развития газовой промышленности, относящийся к концу 40-х — началу 50-х годов, был неизмеримо эффективнее и надежнее, чем в настоящий период. Переход к групповой системе сбора газа через УКПГ сопровождался снижением контроля за режимом работы каждой скважины.

После перехода на групповую систему сбора контроль за устьевыми параметрами скважин стал эпизодическим — возобладала тенденция, что скважина не является объектом автоматизации. Проведение контроля за работой скважин в ряде случаев связано с трудоемкими и громоздкими операциями. К тому же при существующих на промыслах методах контроля при постоянной нехватке транспортных и других средств осуществляется крайне редко. При кустовой добыче газа, когда несколько скважин работают в один шлейф, в

процессе работы вообще затруднительно точно определять условия работы и дебиты газа по каждой скважине. Часто работает скважина или стоит, определяют по температуре газа, приложив руку к выкидному манифольду, или по шуму движущегося газа.

Такое положение не удовлетворяет потребностям отрасли и не способствует повышению эффективности и надежности работы газовых скважин.

Сложившаяся система контроля технологическими параметрами ориентирована в основном на периодические измерения на устье давления, температуры и дебита скважины.

Основными причинами такого положения являются: отсутствие четкой идеологии в необходимости постоянного контроля за режимом работы каждой скважины, обеспечивающей надежную безаварийную эксплуатацию, приемлемых по затратам и удовлетворяющих эксплуатационным требованиям, в том числе в сложных климатических условиях, компактных измерительных средств, разбросанность фонда эксплуатационных скважин на большой территории; отсутствие круглогодично функционирующих подъездных путей, линий электропередач и т.п. Еще более сложные экологические условия возникают при освоении месторождений на полуострове Ямал и Арктическом шельфе.

Состав продукции скважин может меняться при эксплуатации практически от сухого до сильно обводненного газа. Это означает, что создание универсального скважинного расходомера традиционными методами представляет сложную задачу. Однако в связи с тем, что учет товарного газа и конденсата, подготовленного на УКПГ, осуществляют на выходе технологической линии с допустимой точностью, то требования к технологическим характеристикам скважинного расходомера могут быть снижены. Кроме того, характеристики измерительных средств, создаваемых на основе акустического метода, могут быть адаптированы к условиям конкретной эксплуатации скважины, что позволяет повысить точность измерений. При этом не требуется создавать сужений потока, приводящих к гидравлическим потерям и образованию гидратов.

Современное состояние радиоэлектроники позволяет резко снизить энергопотребление датчиков и преобразующих устройств и дополнительно измерять такие нетрадиционные параметры, как вибрация оборудования и НКТ, деформации призабойной зоны пласта, НКТ и колонны, загазованность,

межколонное давление, влагосодержание газа, содержание пластовой воды в газе и т.д. [8, 12, 21].

Низкое энергопотребление позволяет создавать малогабаритные устройства, монтируемые на выкидной линии устья скважины, питающиеся от внутренних аккумуляторов и альтернативных источников, использующих солнечную и тепловую энергию.

Технологическая реализация системы контроля за эксплуатацией газовых скважин должна отвечать требованиям, обеспечивающим высокую надежность их работы в течение основного срока эксплуатации и реализацию энергосберегающей технологии добычи с использованием пластовой энергии. Этому способствует полный учет специфических особенностей конструкции и условий эксплуатации скважин.

Для решения указанных выше задач на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с производственным объединением "Уренгойгазпром" под руководством проф. Ю.П. Коротаева разработан принципиально новый подход, который заключается в создании информационно-измерительных систем для сбора и передачи данных со скважин на УКПП¹. Основная идея состоит в разработке компактного измерительного модуля, позволяющего автоматически проводить измерения технологических параметров на скважине и передачу информации по радиоканалу в пункт управления, где поступающая информация обрабатывается. Предусматривается автономная система электропитания скважинного модуля.

На основе нового подхода был создан скважинный измерительный комплекс для контроля за технологическим режимом работы газовых скважин. Комплекс предназначен для измерения давления и температуры на устье скважины и дебита, регистрации твердых примесей в газовом потоке, что позволяет выбирать, устанавливать и контролировать практический технологический режим работы газовых скважин. Выбор и контроль за технологическим режимом осуществляются по результатам эксплуатации и исследований скважин, проводимых с использованием данного комплекса. Таким образом, применение новых средств контроля позволяет по-новому подходить к установлению и контролю практического ТРЭС, исходя из обеспечения их надежной эксплуатации и энергосберегающего дебита.

¹ Эти работы сейчас продолжаются в "Ямбурггаздобыче".

Разработаны следующие схемы контроля:

- 1) измерительный узел с переносным вторичным блоком индикации, питаемые от аккумулятора автомобиля;
- 2) измерительный узел с автономным питанием от аккумулятора с запоминанием определенного числа замеров, например, за месяц или за несколько предыдущих дней;
- 3) измерительные узлы на каждой индивидуальной скважине куста при числе скважин от 9 до 24 со сбором данных на общий приемо-передающий узел со связью с УКПГ по радиоканалу;
- 4) измерительные узлы, устанавливаемые на скважинах морских месторождений, расположенных на эксплуатационной платформе, а также скважинах, где имеется стационарная электрическая сеть, например, на ПХГ.

С учетом характеристик крупных месторождений газа севера Тюменской области (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское и др.) и проектов их обустройства предлагается снабдить каждую скважину автономным малогабаритным узлом контроля, позволяющим по заданной программе, например, один раз в сутки, измерять контролируемые параметры.

Особое значение имеет контроль за режимами работы и техническим состоянием скважинного устьевого оборудования на месторождениях природных газов с высоким содержанием сероводорода и углекислоты. В этом случае необходим контроль не только за межколонным давлением, но и за герметичностью соединений акустическими методами, а также контроль за содержанием сероводорода в окружающей среде.

По нашему предложению на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина при участии С.П. Сибирева, В.Ф. Семеновича, А.А. Епифанова, М.Г. Требина, Д.И. Иванова и О.В. Ермолкина создан и внедрен скважинный акустико-гидродинамический комплекс (АГДК) для контроля за технологическими режимами работы и исследования скважин (рис. 5.2).

АГДК предназначен для измерений давления, температуры, дебита газа и регистрации механических примесей в потоке газа. Он включает два самостоятельных блока: скважинный измерительный узел и вторичный прибор. Измерительный узел длиной 500 мм устанавливается на выкидной линии на горизонтальном участке, на котором установлены датчики давления, температуры, расхода, регистратор твердых примесей в потоке газа, а также платы электронных преобразователей.

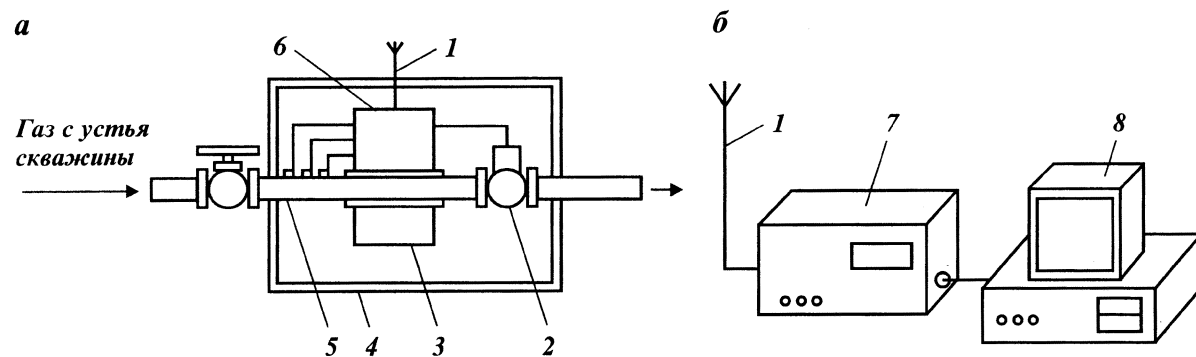


Рис. 5.2. Радиофицированный комплекс дистанционного контроля и управления режимом работы скважин:
а – скважинный измерительно–управляющий модуль (СИУМ); *б* – центральный диспетчерский пункт на УКПГ; 1 – антенна; 2 – задвижка с электроприводом; 3 – автономный источник питания; 4 – защитный кожух; 5 – датчики расхода газа и конденсата, давления, температуры; 6 – блок электронной аппаратуры; 7 – пульт опроса скважин; 8 – ПЭВМ

С целью термостабилизации режима работы датчиков и электронных преобразователей и для защиты от внешних климатических условий на измерительном участке закрепляется разъемный металлический кожух с теплоизоляцией (рис. 5.3). Комплекс включает измерительный блок, устанавливаемый на выкидной линии каждой скважины, а также блок приема и обработки информации на УКПГ.

Измерительный блок представляет собой вставку в технологическую обвязку скважины обычно на фланцевых соединениях. Содержит группу датчиков, устройства предварительного преобразования и передачи информации и автономную систему энергоснабжения. Система энергоснабжения построена с использованием преобразователей естественных источников энергии – солнечной и тепловой.

Для работы комплекса не требуется электрификации скважин и проводных линий связи. Передача измерительной информации осуществляется по радиоканалу на УКПГ.

Максимальное расстояние между пунктом (УКПГ) и контролируемой скважиной составляет 50 км, а максимальное количество контролируемых скважин с одного пункта управления – 256.

Скважинный измерительный модуль имеет 16 информационных измерительных каналов, из них в настоящее время пять являются рабочими. Применяемые датчики позволяют проводить измерения применительно к Уренгойскому, Ябургскому и Медвежьему месторождениям в следующих диапазонах: давления 0,5–30 МПа; температуры 0–50 °С; дебита 100–2500 тыс. м³/сут. Наличие твердых примесей регистрируется при концентрации последних в потоке газа более 3 г/м³. Для других условий диапазон измеряемых параметров выбирается заказчиком исходя из особенностей месторождения и скважин. Скважинный модуль способен надежно работать в широком диапазоне температур окружающей среды минус (60–35) °С.

В состав измерительного комплекса входят (рис. 5.4) пункт управления (ПУ), устанавливаемый на УКПГ, и скважинные измерительные модули (СИМ), устанавливаемые на скважинах. Взаимодействие ПУ и СИМ осуществляется по линиям радиосвязи. В состав ПУ входят аппаратура линии передачи информации (ЛПИ) и пульт опроса скважин (ПОС). Аппаратура линии передачи информации на ПУ и СИМ организует линию связи (радиоканал) ПУ–СИМ–ПУ.

Скважинный модуль включает группу датчиков Д1–Д5, усилители датчиков У1–У5, устройство подготовки инфор–

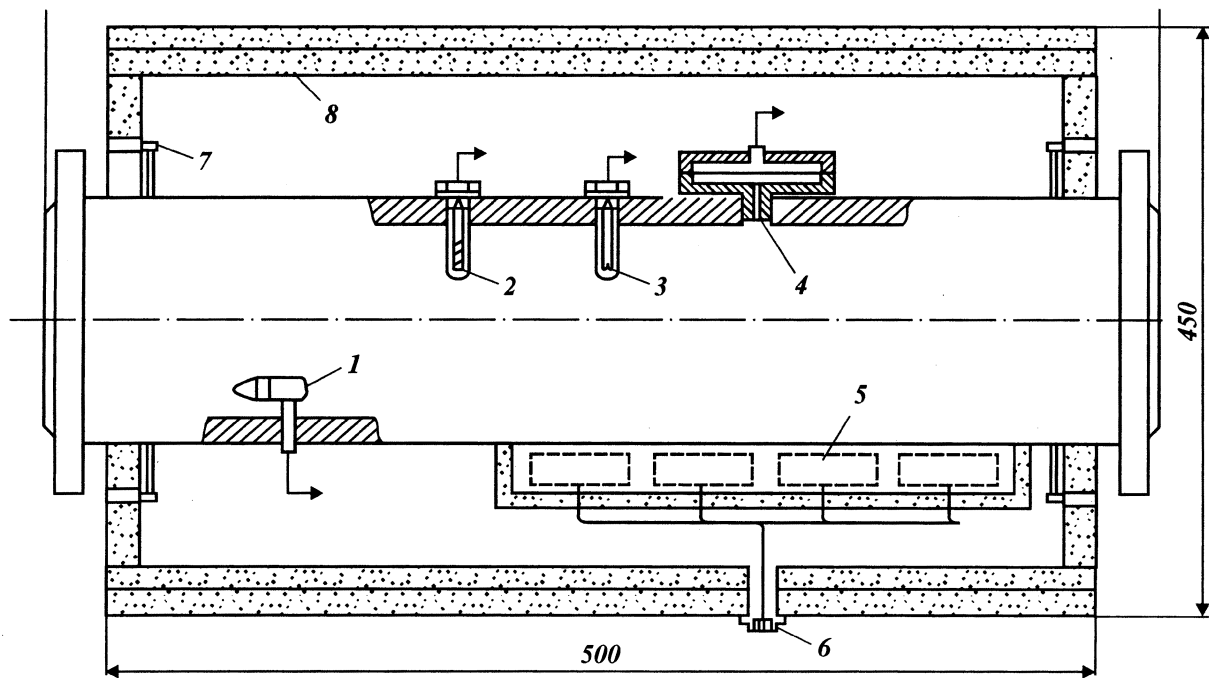


Рис. 5.3. Измерительный блок для контроля за технологическим режимом работы скважин:
 1 — датчик расхода; 2 — датчик твердых частиц; 3 — датчик температуры; 4 — датчик давления; 5 — блок электронных преобразователей; 6 — семиштырьковый разъем; 7 — замки; 8 — теплоизолирующий кожух

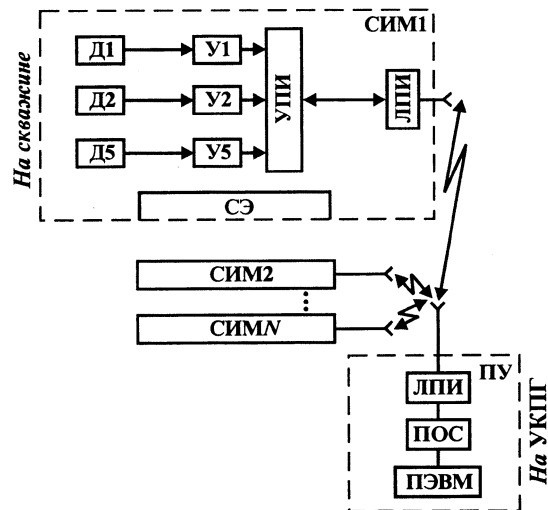


Рис. 5.4. Структурная схема АГДК

мации, линию передачи информации (ЛПИ) и автономную систему электропитания.

Пульт опроса скважин осуществляет управление аппаратурой ЛПИ, контроль за достоверностью принятой информации. Устройство подготовки информации осуществляет коммутацию сигналов с усилителей, усреднение и преобразование результата усреднения в цифровой код, хранение информации и управление аппаратурой ЛПИ в измерительном узле.

В процессе работы комплекса происходит обмен информацией между всеми скважинными модулями и пунктом управления.

Возможна организация различных циклов работы комплекса:

автоматический или осуществляемый по инициативе оператора опрос скважинных модулей по всем или нескольким параметрам;

опрос скважинных модулей по выбранному параметру с последующим повторением цикла по следующему параметру и т.п.;

индивидуальный опрос скважинных модулей.

Информация со скважин, поступающая в пункт управления, записывается в память пульта опроса скважин, отображается на мониторе по требованию оператора и выводится на печать. Информация с пульта опроса может

быть передана с УКПГ в компьютер верхнего уровня, например, в объединение для дальнейшей обработки и хранения.

Основным элементом скважинного измерительного комплекса является скважинный модуль. К модулю предъявляются следующие требования: механическая прочность; удобство в монтаже, демонтаже и обслуживании; пылевлагонепроницаемость; надежная теплоизоляция, обеспечивающая работоспособность при температуре окружающей среды до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$; защита от несанкционированного доступа; минимальное энергопотребление; искро- и взрывобезопасность.

В конструктивном отношении модуль подразделяется на механическую часть, измерительный блок, электрическую и радиотелеметрическую части. Скважинный модуль выполнен в виде теплоизолированного узла с высокой степенью защиты от климатических факторов. Размещается модуль на выкидной линии газовой скважины (рис. 5.5). Корпус модуля представляет собой цилиндрическую оболочку, состоящую из двух полуцилиндров, соединенных друг с другом шарниром.

Взрывобезопасность модуля обеспечена работой электрических цепей в искробезопасных режимах. Теплоизоляция модуля обеспечивается за счет покрытия внутренней поверхности корпуса литым вспененным пенополиуретаном. Источником тепла внутри корпуса модуля является газовая труба, по которой течет теплый газ. Для увеличения теплосъема на трубе установлены радиаторы. Проведенная экспериментальная проверка в промышленных условиях подтвердила работоспособность СИМ при крайне низких температурах окружающей среды.

Источник электропитания и радиоэлектронная аппаратура размещены в контейнерах, которые крепятся на манифольде устья скважины. Измерительный блок состоит из датчиков, при помощи которых проводятся непосредственные измерения технологических параметров.

Дебит газа определяется оригинальным акустическим датчиком, измеряющим звуковое давление. Количественные соотношения для дебита обеспечиваются полуэмпирической корреляцией между значением звукового давления и количеством протекающего в трубе газа.

В спектре выходного сигнала акустического датчика выделены информативные частотные области, в которых в широком динамическом диапазоне существует устойчивая корреляционная связь между среднеквадратическим значением

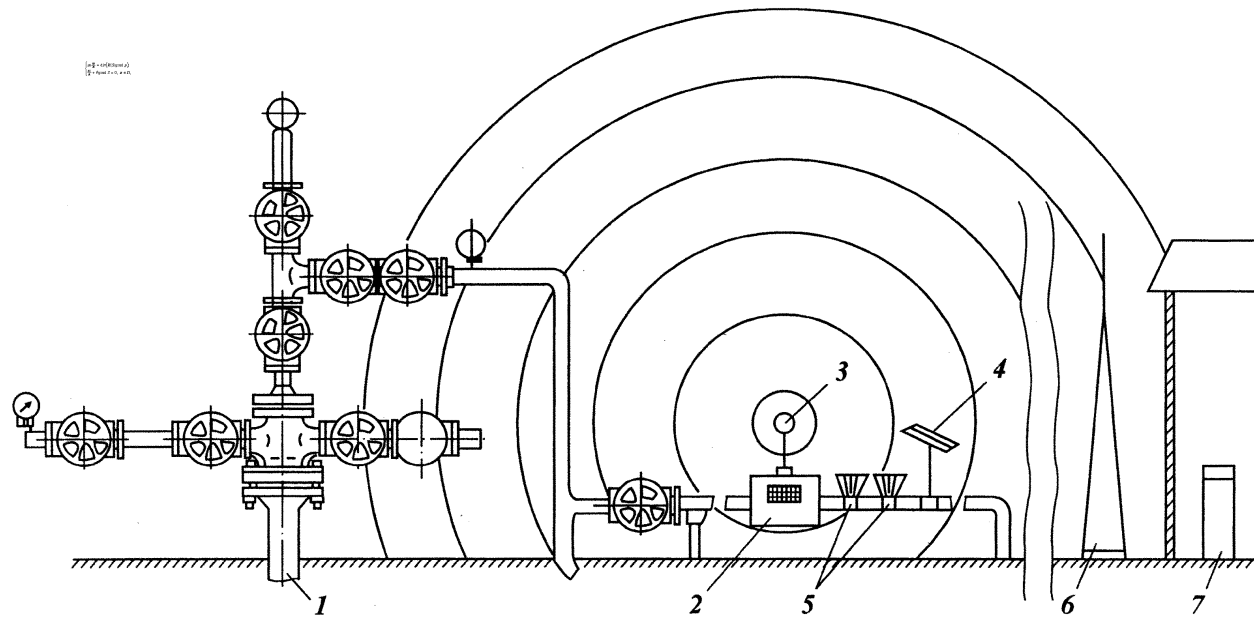


Рис. 5.5. Схема размещения АГДК контроля за технологическим режимом работы газовых скважин:
 1 – газовая скважина; 2 – скважинный измерительный модуль; 3 – антенна; 4 – солнечная батарея; 5 – термогенераторы; 6 – приемная антенна; 7 – приемный пульт

сигнала и расходом газа. Такие частотные области определены и использованы при построении измерительного канала расхода.

В АГДК использованы первичные преобразователи датчика давления и датчика температуры.

Для определения дебита и регистрации механических примесей в измерительном узле применены акустические датчики, также разработанные на кафедре.

Регистрация информации об измеряемых параметрах производится с помощью вторичного прибора.

Отсутствие электрических сетей в труднодоступных районах Крайнего Севера поставило перед необходимостью разработки автономной системы электропитания скважинного измерительного модуля. В качестве источника электропитания выбрана аккумуляторная батарея емкостью 11 А·ч и напряжением 12 В. Энергопотребление скважинного модуля в течение суток – 0,045 А·ч.

Аккумуляторная батарея может работать без подзарядки около 3 мес. Скважинный модуль может работать без обслуживания в течение года. Для восполнения емкости аккумуляторной батареи разработано подзарядное устройство на базе возобновляющихся источников – солнечной батарее (СБ) и термоэлектрического генератора (ТЭГ).

Указанные источники не нуждаются в эксплуатационном обслуживании, экологически чисты, надежно работают в условиях Крайнего Севера. Разработка СБ производилась на основе солнечного кадастра Уренгойского месторождения, согласно которому СБ эффективна в летние месяцы – с мая по август. На скважинном модуле используются две СБ мощностью 1,5 Вт каждая, которые установлены на корпусе модуля и ориентированы в противоположные стороны. Средняя мощность солнечных батарей имеет кратный (2–4) запас по сравнению со средней мощностью, расходуемой измерительным модулем.

В условиях полярной ночи основным источником тока является термоэлектрический генератор, использующий перепад температур между газовой трубой и окружающей средой. Температура газа на устье скважины находится в пределах 15–20 °С, а температура окружающей среды меняется в широких пределах. При температуре окружающей среды – 10 °С ТЭГ может развивать мощность, превышающую 1 Вт. Электрические характеристики СБ и

ТЭГ зависят от освещенности и температуры окружающей среды и изменяются в широком диапазоне.

Автоматизированный АГДК с передачей данных по радиоканалу на УКПГ был испытан на Уренгойском месторождении. Для этого были использованы портативные радиостанции на приемной и передающей стороне. Мощность передатчика составляла 3 Вт на антенне.

Испытания показали устойчивость связи и надежность передачи данных на расстоянии от 6 до 15 км между скважиной и УКПГ.

Расчет дебита акустическим способом производился по формуле

$$Q = \sqrt[3]{Y \left(\frac{p}{Tz} \right)^2},$$

где Q — дебит газа; Y — уровень звукового давления в информативном диапазоне частот; z — коэффициент сверхсжимаемости; p , T — давление и температура газа в точке замера, измеренные АГДК.

Широкое внедрение предложенных автоматизированных АГДК позволяет обеспечить надежный контроль за технологическими режимами работы скважин, обеспечивая безаварийную их эксплуатацию, не допуская разрушения пласта и выноса песка, подтягивания конусов и языков воды, а при необходимости — контроль за их количеством.

Возникновение аварийных ситуаций предусматривает отключение скважин.

Таким образом, внедрение предлагаемых средств контроля за режимами скважин позволяет существенно снизить неопределенность в системе управления разработкой и эксплуатацией газовых месторождений, повысить надежность подачи газа и конденсата, безопасность и экологическую защищенность окружающей среды.

Наличие АГДК позволяет четко устанавливать и поддерживать технологический энергосберегающий режим эксплуатации скважин.

В последующем на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по предложению А.Д. Седых АГДК был модернизирован Ю.П. Коротавым и Д.И. Ивановым, что позволило не только выполнять функции контроля, но и управляющие функции, автоматическое открытие и закрытие скважины и поддержание заданного ТРЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 5

1. *Стрижов И.Н., Ходанович И.Е.* Добыча газа. — М.: Гостоптехиздат, 1946.
2. *Лапук Б.Б.* Теоретические основы разработки месторождений природных газов. — М.: Гостоптехиздат, 1948.
3. *Левыкин Е.В.* Установление рационального режима эксплуатации газовых скважин. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1953.
4. *Лапук Б.Б.* Некоторые вопросы научных основ разработки газовых месторождений. О технологическом режиме эксплуатации газовых скважин. Развитие газовой промышленности СССР. — М.: Гостоптехиздат, 1960.
5. *Смирнов А.С., Ширковский А.И.* Добыча и транспорт газа. — М.: Гостоптехиздат, 1957.
6. *Полянский А.П., Коротаев Ю.П.* Эксплуатация газовых скважин. — М.: Гостоптехиздат, 1956.
7. *Коротаев Ю.П., Закиров С.Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1981.
8. *Коротаев Ю.П.* Избранные труды: В 3 т. — М.: Недра, 1996. — Т. 1.
9. *Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П.* Технологический режим работы газовых скважин. — М.: Недра, 1978.
10. *Коротаев Ю.П.* Методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и критического дебита скважин // Газовая промышленность. — 1989. — № 6.
11. *Савченко В.В., Жигенко Г.Г., Коротаев Ю.П., Олексюк В.И., Криворучко Е.П., Фоменко К.Я.* Энергосберегающий режим надежной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. — М.: Изд. ВНИИЭГАЗПРОМ, 1989.
12. *Коротаев Ю.П.* Исследование и режимы эксплуатации скважин. — М.: изд. ВНИИЭГАЗПРОМ, 1991.
13. *McSay T.F., Fetkovich M.T., Needham R.B.* Analysis of the Kansas Hugoton Infile—Drilling Program. J.P.T., June, 1992, pp. 714—723.
14. *Жигенко Г.Г.* Проблемы герметичности скважинных систем // Газовая промышленность. — 1992. — № 3.
15. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. М.: Гостоптехиздат, 1953.
16. *Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.* — М.: Недра, 1980.
17. *Коротаев Ю.П., Зотов Г.А.* Расчеты технологических режимов работы газовых скважин по методу последовательной смены стационарных состояний // Тр. ин-та / ВНИИГАЗ. — 1960. — Вып. 9(17).
18. *Коротаев Ю.П.* О расчете технологических режимов эксплуатации и обработки результатов исследования скважин по степенной формуле // Экспресс-информ. — 1992. — Вып. 5.
19. *Немировский И.С.* Совершенствование технологии проведения газодинамических и теплофизических исследований скважин и шлейфов газовых месторождений Севера Тюменской области: Дис.
20. *Лапук Б.Б., Брудно А.А., Сомов Б.Е.* О конусах подошвенной воды в газовых залежах // Газовая промышленность. — 1961. — № 2.
21. *Коротаев Ю.П.* Избранные труды: В 3 т. — М.: Недра, 1996. — Т. 1.
22. *Гриценко А.И., Нанивский Е.М., Ермилов О.М., Немировский И.С.* Регулирование разработки газовых месторождений Западной Сибири. — М.: Недра, 1991.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Методика расчета основных показателей разработки месторождений природных газов обычно сводится к определению изменения во времени: дебитов газовых скважин, их потребного числа, пластового и забойного давления в скважинах для выбранного темпа отбора газа из залежи при определенном ТРЭС.

Эти показатели можно определить в результате интегрирования дифференциального уравнения неустановившейся фильтрации газа при соответствующих краевых условиях.

Уравнение материального баланса для газовой залежи при газовом режиме имеет вид

$$\frac{\alpha \Omega_H p_H}{z_H} = \frac{\tilde{\alpha} \Omega_H \tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{ат} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} Q_{доб}(t).$$

В дифференциальной форме оно имеет вид

$$Q^*(t) = \frac{\tilde{\alpha} \Omega_H}{p_{ат} f} \frac{d}{dt} \left[\frac{\tilde{p}(t)}{z(\tilde{p})} \right].$$

Здесь $Q^*(t)$ — темп отбора газа (приведенного к стандартным условиям) из залежи в рассматриваемый момент

времени t ; $\Omega_{\text{н}}$ – начальный объем порового пространства газовой залежи; $\bar{\alpha}$ – средняя газонасыщенность; $p_{\text{н}}$, $\bar{p}(t)$ и $p_{\text{ат}}$ – давление соответственно начальное, текущее пластовое к моменту времени t и атмосферное; $z_{\text{н}}$, $z[\bar{p}(t)]$ или $z(\bar{p})$ – ко-эффициенты сверхсжимаемости соответственно начальный и текущий к моменту снижения давления в пласте до \bar{p} ; $Q_{\text{доб}}(t)$ – добытое суммарное количество газа из залежи к моменту времени t ; $T_{\text{пл}}$, $T_{\text{ст}}$ – температура соответственно пластовая и стандартная; $f = T_{\text{пл}}/T_{\text{ст}}$.

При определении основных показателей разработки используются расчетные технологические режимы эксплуатации скважин.

Расчетный ТРЭС определяют при составлении проектов разработки газовых месторождений на много лет вперед. Исходя из принятого расчетного ТРЭС, находят изменение рабочих дебитов $Q(t)$ пластовых $p_{\text{пл}}(t)$, забойных $p_{\text{з}}(t)$ и устьевых $p_{\text{у}}(t)$ давлений во времени t в зависимости от количества отбираемого газа с месторождения в целом $Q_{\text{доб}}(t)$. Эти расчеты в комплексе с технико-экономическими показателями позволяют найти потребное число скважин $n(t)$, установить сроки бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа.

Сущность расчетов состоит в совместном решении уравнения истощения залежи и уравнений притока газа к забою с заданием в последних определенных соотношений между забойным давлением и дебитом в зависимости от выбранного ТРЭС.

Определять показатели разработки газовых месторождений (при некоторых допущениях) можно методом последовательной смены стационарных состояний. Теоретическое обоснование данного метода применительно к проектированию разработки газовых месторождений дано Б.Б. Лапуком [2] из понятия об удельных объемах дренирования.

Проект разработки залежи природного газа является комплексной работой, включающей в себя решение всех вопросов, связанных как непосредственно с пластовой частью залежи, так и с наземным оборудованием промысла и определением экономической эффективности выбранного и предлагаемого к практическому внедрению варианта.

Естественно, что составление проекта разработки осуществляется коллективом высококвалифицированных специалистов самых различных профилей – от геологов до экономистов.

При комплексном проектировании разработки месторождений по известным величинам $Q(t)$ и $p_y(t)$ определяют давление газа на входе в установку обработки газа $p_{пг}(t)$, давление на входе в магистральный газопровод $p_{мг}(t)$.

Детальное описание расчетных ТРЭС, основанных на использовании двучленного закона притока газа к забою скважин, приводится во многих учебниках и монографиях по добыче и разработке месторождений природного газа [3–7 и др.].

В настоящей книге излагаются методы расчетов исходя из существования двух законов фильтрации – Дарси и трехчленного закона (1.7) и для каждой скважины своего $Q_{a,c}$ и энергосберегающего ТРЭС. Раскрывается понятие средней скважины при существовании этих двух режимов фильтрации.

Исторически первым применявшимся в практике разработки месторождений был ТРЭС постоянного процента α от $Q_{св}$ и $Q_{a,c}$ [1, 13, 18]

$$\frac{Q(t)}{Q_{св}(t)} = \alpha_1 = \text{const} \text{ или } \frac{Q(t)}{Q_{a,c}(t)} = \alpha_2 = \text{const}.$$

В связи с этим в историческом аспекте как память о проф. И.Н. Стрижове ниже приводится методика расчета основных показателей разработки для различных ТРЭС при использовании степенной формулы и заданного процента от $Q_{св}$ и $Q_{a,c}$ [1]. Тем более, что такая методика расчета в литературе отсутствовала до 1992 г. [10].

Вторым ТРЭС был предложенный Б.Б. Лапуком режим постоянной скорости фильтрации на забое скважины [2]

$$\frac{Q(t)}{p_c(t)} = C = \text{const}.$$

Режим постоянной скорости фильтрации на забое применяли в том случае, если имелась опасность разрушения несцементированного коллектора, а также в случае значительного выноса с забоя и призабойной зоны

глинистого раствора и твердых частиц. Этот режим наилучшим образом соответствует оптимальным условиям работы первой ступени сепарации.

В зависимости от геологического строения залежи, прочности породы – коллектора призабойной зоны, опасности подтягивания контурной воды или образования конуса подошвенной воды, газоконденсатной характеристики, наличия дожимной компрессорной станции при проектировании разработки применяли, исходя из справедливости двучленной формулы притока газа к забою скважины, следующие расчетные ТРЭС.

В случае подверженных разрушению пород – коллекторов призабойной зоны и угрозы конусообразования пластовой воды рекомендован режим постоянной допустимой депрессии на пласт:

$$p_{пл}(t) - p_3(t) = \delta = \text{const.}$$

Режим постоянного допустимого градиента давления на стенках скважины

$$\Psi = [\varphi(\mu^* z)_{ср} q + \omega z_{ср} q^2] / p_3 = \text{const.},$$

где φ , ω – коэффициенты, структура которых подробно изложена в работах [5–9 и др.].

Режим постоянного градиента давления на стенке забоя скважины характерен для условий эксплуатации залежи, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при достаточно больших дебитах газа из скважины. Во избежание этого скважину предлагалось эксплуатировать при градиенте давления на забое менее допустимого.

Значение градиента давления Ψ определяли, исходя из результатов исследований скважин и данных опытной эксплуатации для принятого начального дебита газа Q , при котором еще не наблюдается осложнений во время эксплуатации. В таком случае получают максимальный суммарный отбор газа при минимальном числе скважин. Это обстоятельство в реальных неоднородных коллекторах приводит к уменьшению газо – и конденсатоотдачи и другим негативным последствиям.

Если залежь приурочена к прочным коллекторам и отсутствует угроза притока пластовой воды, рекомендуется применять режим постоянного дебита газа, т.е. $Q = \text{const}$. Этот режим применяется чаще других, так как он удобен с точки зрения контроля, и применяли как временный для

крепких коллекторов до тех пор, пока градиент давления на забое скважины не достигал опасного значения.

Технологический режим $Q = \text{const}$ устанавливали обычно в начальный период пробной или опытной эксплуатации. Дебит выбирали с таким расчетом, чтобы не возникло опасной вибрации оборудования на устье скважины. При этом наблюдается рост депрессии в пласте, и с течением времени она достигает больших значений. Если возможны осложнения во время эксплуатации скважины, то при достижении максимально допустимого значения депрессии устанавливали этот ТРЭС $\Delta p = \text{const}$.

При значительном содержании в газе конденсата ($C_{5+в}$) целесообразен режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$, которое должно быть выше или, в крайнем случае, равно давлению начала выпадения конденсата в пласте. Этот режим применяется при сайклинг – процессе и в тех случаях, когда нежелательно дальнейшее снижение давления ниже некоторого заданного значения (например, при выпадении конденсата или по другим причинам).

Эксплуатация газовых скважин на режиме при $p_3 = \text{const}$ характеризуется резким уменьшением во времени дебита газа, вследствие чего необходимо интенсивно увеличивать число скважин для поддержания заданного отбора газа с месторождения.

Режим, при котором поддерживается постоянное давление на головке $p_r = \text{const}$, является разновидностью режима $p_3 = \text{const}$, более удобного для осуществления на практике. Режим $p_r = \text{const}$ необходим, например, для осуществления низкотемпературной сепарации (НТС). Режим $p_r = \text{const}$ используют на практике при эксплуатации скважин без штуцера, например, когда давление в газопроводе поддерживается постоянным. Если скважина эксплуатируется без штуцера, этому режиму соответствуют максимальные дебиты, которые можно получить со скважин при постоянном давлении в газопроводе.

До ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции, а также на завершающей стадии разработки применяется режим постоянного устьевого давления, позволяющий подавать газ на головную компрессорную станцию магистрального газопровода.

6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ПРИ РАВНОМЕРНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ПРЕДЕЛЬНОГО ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ДЕБИТА

Как было показано в [11], в реальных промысловых условиях вместо двучленного закона фильтрации имеют место два режима фильтрации. При относительно небольших дебитах, когда $Q \leq Q_{кр}$, осуществляется линейная фильтрация по закону Дарси (1.2), которая справедлива до определенного критического дебита $Q_{кр}$:

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ.$$

При дебитах $Q > Q_{кр}$ справедлив трехчленный закон (1.7)

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ - \bar{b}Q_{кр}Q + \bar{b}(Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}})Q$$

или

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aQ - \bar{b}Q_{кр}Q + \bar{b}\bar{Q}Q,$$

где $\bar{Q} = Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}$.

Рассмотрим новый подход к методике расчета технологических режимов работы скважин по методу последовательной смены стационарных состояний для параметров средней скважины исходя из наличия двух законов фильтрации – Дарси (1.2) и трехчленного (1.7).

При известной зависимости годового отбора газа во времени $N(t)$ добытое количество газа в каждый момент времени

$$Q_{доб}(t) = \int_0^t N(t)dt. \quad (6.1)$$

Величину $Q_{доб}(t)$, зная $N(t)$ для периодов нарастающей и падающей добычи, находим методом графического интегрирования этого уравнения, а для периода постоянной добычи, когда $N = \text{const}$, $Q_{доб}(t) = N(t)$. Зная $Q_{доб}(t)$ из уравнения материального баланса

$$p_{\text{пл}}(t) = z_{\text{пл}}^{(t)} \left(\frac{p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - \frac{Q_{\text{доб}}(t)}{f} \right), \quad (6.2)$$

$$f = \Omega_{\text{H}} \tilde{\alpha} T_{\text{CT}} / p_{\text{ат}} T_{\text{CT}},$$

находим изменение пластового давления во времени $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ и строим соответствующие графики изменения во времени $N(t)$, $Q_{\text{доб}}(t)$ и $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$.

6.2.1. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ $Q \leq Q_{\text{кр}}$

Технологический режим предельного энергосберегающего дебита $Q_{\text{кр}}(t)$

Как показали исследования, этот режим приводит к уменьшению дебита в процессе разработки. Величина $Q_{\text{кр}}(t)$ определяется экспериментально по результатам ежегодных исследований, по которым строится зависимость $Q(t)$ на весь период разработки. При отсутствии этих данных она принимается условно по известным по другим месторождениям.

Уравнение притока газа в этом случае будет иметь вид

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_3^2(t) = aQ_{\text{кр}}(t). \quad (6.3)$$

Зная изменения $p_{\text{пл}}(t)$ из (6.2), найдем изменение во времени

$$\Delta p(t) = [2\tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \Delta p(t)] = aQ_{\text{кр}}(t),$$

откуда

$$\Delta p(t)\tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \sqrt{p_{\text{пл}}^2(t) - aQ_{\text{кр}}(t)}, \quad (6.4)$$

и далее

$$p_{\text{y}}(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \Delta p(t);$$

$$p_y(t) = \sqrt{\frac{p_3^2(t) - \theta Q_{кр}^2(t)}{e^{2s}}}, \quad (6.5)$$

где

$$\theta = 1,33 \cdot 10^{-2} \lambda \frac{T_{cp}^2 z_{cp}^2}{D^5} (a^{2s} - 1); s = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L}{T_{cp} z_{cp}}. \quad (6.6)$$

Для периода нарастающей добычи число скважин

$$n(t) = \frac{N(t)}{365 \cdot k_э Q_{кр}}, \quad (6.7)$$

где $k_э$ – коэффициент эксплуатации.

Для предварительной оценки можно условно принимать $Q_{кр} = \text{const}$ во времени, тогда он будет подобен режиму $Q = \text{const}$.

Технологический режим работы скважин $Q_{кр}(t)$ соответствует предельному энергосберегающему дебиту скважин, обеспечивающему минимальные потери пластовой энергии.

Расчеты энергосберегающего технологического режима $Q_{кр}(t)$ целесообразно выполнять при проектировании разработки месторождений. При этом рост числа скважин при режиме $Q_{кр}(t)$ компенсируется повышением коэффициента газоотдачи пласта, снижением мощности и отдалением срока строительства ДКС, повышением надежности работы скважин и уменьшением затрат на капитальный ремонт скважин, в связи с уменьшением количества осложнений и аварий скважин.

Сравнительная оценка применяемого сегодня технологического режима эксплуатации скважин Юбилейного месторождения, Ен–Яхинской площади Уренгойского месторождения с режимом $Q_{кр} = \text{const}$ показала, что, несмотря на необходимость опережающего бурения значительного числа скважин при режиме $Q_{кр} = \text{const}$, по нему получены более благоприятные технико–экономические показатели. Они получены за счет резкого снижения мощности ДКС, переноса срока их ввода на 7–8 лет, т.е. практически на конец периода постоянной добычи газа. При сравнительной оценке не учитывалось повышение

надежности работы скважин при режиме $Q_{кр}(t)$ или $Q_{кр} = \text{const}$ за счет уменьшения количества осложнений и аварий и тем самым снижения затрат на капитальный ремонт скважин. При рассмотрении вариантов с различным числом скважин при режиме $Q_{кр}(t)$ или $Q_{кр} = \text{const}$ продлевается период постоянной добычи и растет коэффициент газоотдачи в условиях упруговодонапорного режима работы залежи, обеспечивая равномерное продвижение воды в пропластках с разной проницаемостью.

Технологический режим постоянной депрессии $\Delta p = \text{const}$

При режиме $\Delta p = \text{const}$

$$\Delta p [2\tilde{p}_{пл}(t) - \Delta p] = aQ(t),$$

откуда

$$Q(t) = \frac{\Delta p}{a} [2\tilde{p}_{пл}^2(t) - \Delta p], \quad (6.8)$$

где $\tilde{p}_{пл}(t)$ находим согласно (6.2).

Соответственно

$$p_3(t) = \tilde{p}_{пл}(t) - \Delta p \quad (6.9)$$

и

$$p_y(t) = \sqrt{\frac{p_c^2(t) - \theta Q^2(t)}{e^{2s}}}, \quad (6.10)$$

а число скважин для периода нарастающей и постоянной добычи

$$n(t) = \frac{N(t)}{365 \cdot k_y Q(t)}, \quad (6.11)$$

где k_y — коэффициент эксплуатации.

Режим постоянного градиента на стенке забоя

$$\text{скважины } \Psi = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \text{const}$$

Для градиента на забое скважины

$$\Psi = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \frac{\mu}{k} v,$$

где $v = \frac{Q(t)p_{ат}}{Fp_3(t)}$.

Подставляя в указанную выше формулу v и считая

$$\rho = \frac{\rho_{ат}}{\rho_{ат}} p_3, \text{ получаем}$$

$$\Psi = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \frac{\mu p_{ат}}{kF} \frac{Q(t)}{p_3(t)} = A_0 \frac{Q(t)}{p_3(t)} = \text{const},$$

т.е. $\Psi = \text{const}$ при законе Дарси соответствует режиму постоянной скорости фильтрации на забое скважины $C = \text{const}$:

$$C = \frac{Q(t)}{p_c(t)} = \frac{\Psi}{A_0} = \text{const}; \quad (6.12)$$

$$A_0 = \frac{\mu p_{ат}}{2\pi R_c h k} = \frac{a}{2R_c \ln(R_k / R_c)},$$

где для плоскорадиальной фильтрации

$$a = \frac{\mu p_{ат}}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{R_c}.$$

$$p_{пл}^2(t) - p_3^2(t) = aQ(t),$$

откуда, заменяя $p_3^2(t) = Q^2(t)/C^2$ согласно (6.12) и решая последнее уравнение относительно $Q(t)$, получаем

$$Q(t) = \sqrt{\left(\frac{aC^2}{2}\right)^2 + C^2 p_{пл}^2(t)} - \frac{aC^2}{2},$$

где $p_{пл}(t)$ согласно (6.2) и $\bar{C} = \text{const}$ по результатам исследования скважин.

Зная $Q(t)$ из формулы (6.12), определяем

$$p_3(t) = Q(t)/C.$$

Зная $p_3(t)$ и $Q(t)$, согласно (6.10) находим $p_y(t)$ и число скважин из (6.11).

Для случая соблюдения предельного энергосберегающего дебита

$$C = \frac{Q_{кр}}{P_{зкр}} = \text{const}.$$

Режим постоянного давления на устье скважины

$$p_r = \text{const}$$

Зависимость между забойным давлением и давлением на устье скважины p_r представим в виде

$$p_3^2(t) = p_r^2 e^{2s} + \theta Q^2(t). \quad (6.13)$$

Решая его совместно с уравнением притока газа, получаем

$$Q(t) = \frac{\sqrt{a^2 - 4[p_{пл}^2(t) - p_r^2 e^{2s}]\theta} - a}{2\theta}. \quad (6.14)$$

Методика расчета состоит в следующем: по известной зависимости $N = N(t)$ строим график $Q_{доб} = Q_{доб}(t)$.

Для заданных значений t согласно (6.2) находим $\tilde{p}_{пл}(t)$; по формуле (6.14) для известных $\tilde{p}_{пл}(t) - Q(t)$; по формуле (6.13), зная $Q(t), -p_3(t)$.

6.2.2. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ $Q > Q_{кр}$

Режим постоянной депрессии $\Delta p = \text{const}$

Уравнение притока газа запишем в виде

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_3^2(t) = a_{\phi}(t)Q(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t), \quad (6.15)$$

где

$$a_{\phi}(t) = a - \bar{b}Q_{\text{кр}};$$

$$\bar{Q}(t) = Q(t) - Q_{\text{кр}} \ln \frac{Q(t)}{Q_{\text{кр}}};$$

$Q_{\text{кр}}(t)$ считается известным из эксперимента. Зная $Q_{\text{кр}}(t)$, определяем $a_{\phi}(t)$.

Вид уравнения (6.15), исходя из осредненных параметров по толщине пласта, может быть и иной.

Откуда

$$\Delta p[2\tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \Delta p] = a_{\phi}(t)Q(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t). \quad (6.16)$$

Величину $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ находим из (6.2) по величине $Q_{\text{доб}}(t)$. Далее методом итераций для каждого данного значения $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ находим по уравнению (6.16) величину $Q(t)$. Забойные давления $p_3(t)$ находим согласно (6.9). Устьевое давление $p_y(t)$ определяем согласно (6.10), а число скважин $n(t)$ — из (6.11).

Режим постоянного дебита $Q = \text{const}$

Частным случаем этого режима является режим $Q_{\text{кр}} = \text{const}$, когда уравнения (6.15) и (6.16) превращаются в закон Дарси.

Для режима $Q = \text{const}$, зная Q , \bar{Q} в уравнении (6.16) и $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ согласно (6.2), находим

$$p_3(t) = \sqrt{\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - a_{\phi}(t)Q - \bar{b}Q\bar{Q}}. \quad (6.17)$$

Откуда

$$\Delta p(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - p_3(t).$$

Когда $\Delta p(t) = \Delta p_{\text{пр}}$, переходим на другой режим.

Режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$

Исходным уравнением будет уравнение вида

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_3^2 = a_\phi(t)Q(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t). \quad (6.18)$$

Зная $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ из (6.2) и $p_3 = \text{const}$ из (6.18), методом итераций находим значения $Q(t)$, соответствующие каждому значению $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$.

Значения $\Delta p(t)$ находим из $\Delta p(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - p_3$.

Зная $Q(t)$, находим

$$p_r(t) = \sqrt{\frac{p_c^2 - \theta Q^2(t)}{e^{2s}}}.$$

Соответственно $n(t)$ получим согласно (6.11). Частным случаем режима $p_3 = \text{const}$ будет режим $p_r = \text{const}$.

Режим постоянного градиента на стенке забоя

$$\text{скважины } \Psi = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \text{const}$$

Формула для градиента давления на стенке забоя скважины, исходя из трехчленной формулы притока газа, будет иметь вид

$$\Psi = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \frac{\mu}{k}v - \frac{p_3}{l}vv_{\text{кр}} + \frac{p_3}{l}v^2. \quad (6.18')$$

Скорость v и критическая скорость фильтрации на забое $v_{\text{кр}}$ соответственно

$$v = \frac{Qp_{\text{ат}}}{p_3F_3}; \quad v = \frac{Q_{\text{кр}}p_{\text{ат}}}{p_3F_3}, \quad (6.18'')$$

где $Q, Q_{кр}$ – соответственно дебит и критический дебит при $p_{ат}$; p_3 – забойное давление; F_3 – площадь фильтрации на забое скважины.

Решая (6.18') с учетом (6.18'') и $\rho_3 = \rho_{ат} \frac{p_3}{p_{ат}}$, получаем

$$\Psi = \left| \frac{dp}{dr} \right|_{r=R_c} = \frac{\mu p_{ат} Q}{k F_3 p_3} - \frac{\rho_{ат} p_{ат} Q_{кр} Q}{l F_3^2 p_3} + \frac{\rho_{ат} p_{ат} Q^2}{l F_3^2 p_3}.$$

Вводя обозначения

$$A_0 = \frac{\mu p_{ат}}{k F_3}; \quad B_0 = \frac{\rho_{ат} p_{ат}}{l F_3^2}, \quad (6.19)$$

получаем формулу для градиента давления

$$\Psi = A_0 \frac{Q}{p_3} - B_0 Q_{кр} \frac{Q}{p_3} + B_0 \frac{Q^2}{p_3}. \quad (6.20)$$

Величину градиента давления Ψ определяем согласно (6.20) по результатам начальных исследований скважин на основе установленного по ним предельно допустимого дебита Q и соответствующего ему p_3 .

Режим постоянного градиента давления на стенке забоя скважин

$$\Psi = A_0 \frac{Q}{p_3} - B_0 Q_{кр} \frac{Q}{p_3} + B_0 \frac{Q^2}{p_3} = \text{const}$$

или

$$p_3 = A_0 \frac{Q}{\Psi} - B_0 Q_{кр} \frac{Q}{\Psi} + B_0 \frac{Q^2}{\Psi}, \quad (6.21)$$

т.е. за период разработки месторождения поддерживается такое соотношение между Q и p_3 , когда значение Ψ остается постоянным.

Коэффициенты A_0 и B_0 в уравнении (6.21) определяются из коэффициентов a, b и $Q_{кр}$ в трехчленной формуле притока газа (6.15).

Для плоскорадиального притока газа к скважинам, совершенным по степени и характеру вскрытия,

$$\Delta p^2 = (a - \bar{b}Q_{\text{кр}}(t))Q(t) + \bar{b}Q(t)\bar{Q}(t), \quad (6.22)$$

где

$$a = \frac{\mu p_{\text{кр}}}{\pi k h} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}; \quad \bar{b} = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{2\pi^2 R_{\text{с}} h^2 l}, \quad (6.23)$$

а величины A_0 и B_0 , так как в данном случае $F_3 = 2\pi R_{\text{с}} h$, будут исходя из (6.19)

$$A_0 = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{2\pi k h R_{\text{с}}}; \quad B_0 = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{4\pi^2 R_{\text{с}}^2 h^2 l}.$$

С учетом (6.23) получим

$$A_0 = \frac{a}{2R_{\text{с}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}; \quad B_0 = \bar{b} / 2R_{\text{с}}. \quad (6.24)$$

Для скважин, несовершенных по степени вскрытия,

$$A_0 = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{2\pi R_{\text{с}} h_{\text{в}} k}; \quad B_0 = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{4\pi^2 R_{\text{с}}^2 h_{\text{в}}^2 l}; \quad (6.25)$$

$$a = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{\pi k h_{\text{в}}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + C_1 \right); \quad \bar{b} = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{2\pi^2 h_{\text{в}}^2 R_{\text{с}} l}, \quad (6.26)$$

тогда

$$A_0 = \frac{ah}{2R_{\text{с}} h_{\text{в}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + C_1 \right)} \quad (6.27)$$

и B_0 соответствует (6.24).

Для скважин, несовершенных по характеру вскрытия, исходя из решения, когда приток к перфорационному каналу моделируется притоком к половине тора, коэффициенты a и b в уравнении (6.22) будут иметь вид

$$a = \frac{\mu p_{\text{a0}}}{\pi k N^2} \left[\frac{1}{\pi R_c} \ln \frac{h}{2NR_f} + \frac{N^2}{h} \ln \frac{R_e}{R_c + \frac{h}{2N}} \right], \quad (6.28)$$

где N – общее число перфорационных отверстий; R_{II} – радиус тора, определенный по значению перфорационного канала,

$$\bar{b} = \frac{\rho_{\text{a0}} p_{\text{a0}}}{2\pi^4 R_c^2 N^4 R_f}.$$

Так как в уравнении (6.19) в случае притока к половине тора

$$F_3 = 2\pi^2 R_c R_{\text{II}},$$

то для N отверстий

$$A_0 = \frac{\mu p_{\text{ат}}}{2\pi^2 R_c R_{\text{II}} k N};$$

$$B_0 = \frac{\rho_{\text{ат}} p_{\text{ат}}}{4\pi^4 R_c^2 R_{\text{II}}^2 N^2}.$$

Тогда с учетом (6.25), (6.26), (6.27) и (6.28) для случая равномерной перфорации по всей толщине пласта

$$A_0 = \frac{aN}{2\pi R_{\text{II}} R_f \left(\frac{1}{\pi R_c} \ln \frac{h}{2NR_f} + \frac{N^2}{h} \ln \frac{R_e}{R_c + \frac{h}{2N}} \right)};$$

$$B_0 = \bar{b} N^2 / 2R_{\text{II}}. \quad (6.29)$$

Для скважин, несовершенных по характеру и степени вскрытия, в уравнении (6.22) коэффициент

$$a = \frac{\mu p_{\text{a0}}}{\pi k N^2} \left[\frac{1}{\pi R_c} \ln \frac{h_b}{2NR_f} + \frac{N^2}{h} \left(\ln \frac{R_e}{R_c + \frac{h}{2N}} + C_1 \right) \right],$$

а коэффициент \bar{b} будет иметь вид согласно (6.26).

Тогда

$$A_0 = \frac{aN}{2\pi R_c R_l \left[\frac{1}{\pi R_c} \ln \frac{h_b}{2NR_l} + \frac{N^2}{h} \left(\ln \frac{R_e}{R_c + \frac{h}{2N}} + C_1 \right) \right]},$$

а B_0 соответствует (6.29).

Методика расчета технологического режима $\Psi = \text{const}$ следующая. Находим согласно (6.2) $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$, зная $Q_{\text{доб}}(t)$. Исходя из (6.21) и (6.22) для известных значений $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$, методом итераций определяем $Q(t)$ из

$$\tilde{p}_{\text{е}}(t) = \sqrt{\left\{ \frac{Q(t)}{\Psi} [A_0 + B_0(Q(t) - Q_{\text{до}}(t))] \right\}^2 + Q(t)[a - \bar{b}Q_{\text{до}} - \bar{Q}(t)]}. \quad (6.30)$$

При расчетах по формуле (6.30) для данных значений $Q(t)$ сразу определяется $p_3(t)$ по формуле (6.21). Зная $p_3(t)$ и $Q(t)$, по формуле (6.10) находим $p_y(t)$ и по формуле (6.17) $n(t)$.

Таким образом, приведенные выше формулы позволяют более точно устанавливать технологические режимы работы скважин, исходя из условий работы по закону Дарси и трехчленному закону, более правильно учитывающие реальные условия фильтрации.

Такой подход позволил обосновать новый технологический режим энергосберегающего дебита $Q_{\text{кр}}(t)$.

6.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СРЕДНЕЙ СКВАЖИНЫ

Для гидродинамических прогнозных расчетов технологического режима работы скважин часто необходимо осреднить параметры пласта как по площади каждого пласта, так и по толщине при полном или частичном вскрытии всего пласта или при объединении горизонтов.

Для определения газодинамических показателей разработки месторождения часто пользуются понятием

средней скважины, которая имеет среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средний допустимый дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b и среднее значение критического (энергосберегающего) дебита $Q_{кр}$.

Осреднение параметров по площади пласта

Как известно, среднеарифметические значения коэффициентов фильтрационного сопротивления для средней проектной скважины приводят к значительным погрешностям в определении средних депрессий на пласт, затрудняют получение приемлемых результатов при проектировании разработки месторождений. В связи с этим в 60-х годах была предложена методика определения средних коэффициентов фильтрационного сопротивления, в которой параметры средней скважины определялись на основе предположения справедливости осредненного двучленного закона для всего диапазона изменения дебитов газа [6]. Рассмотрим новую методику выбора параметров средней скважины, когда $Q \leq Q_{кр}$ и $Q > Q_{кр}$, которая учитывает средний рабочий дебит пробуренных скважин, средний критический дебит и среднюю депрессию на пласт.

Режимы работы скважин при $Q \leq Q_{кр}$

Приток газа к i -й скважине, расположенной в данном участке пласта,

$$\Delta p_i^2 = a_i Q_i.$$

Суммируя по всем скважинам, имеем

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \sum_{i=1}^n a_i Q_i, \quad (6.31)$$

где n – число скважин.

Средние параметры определяем, исходя из предположения, что средний дебит $Q_{ср}$ и средняя депрессия $\Delta p_{ср}^2$ проектных скважин принимаются равными среднему дебиту и депрессии существующих скважин, и это условие соблюдается в течение всего периода разработки

месторождения. Хотя, строго говоря, возможны и другие варианты. Но учитывая прогнозный характер расчетов, это условие можно считать допустимым. Из (6.31) имеем

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i Q_i,$$

Приток к средней фиктивной скважине

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = a_{\text{ср}} Q_{\text{ср}}$$

где

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i; \quad (6.32)$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n a_i Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}.$$

Это осреднение справедливо для всех технологических режимов при $Q \leq Q_{\text{кр}}$, включая и режим постоянного энергосберегающего дебита $Q_{\text{кр}} = \text{const}$.

Средний критический дебит

$$Q_{\text{ед.ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\text{ед}i} \quad (6.33)$$

или

$$Q_{\text{ед.ср}} = \Delta p_{\text{ср.ед}}^2 / a_{\text{ср}}.$$

Режимы работы скважин при $Q > Q_{\text{кр}}$

В этом случае приток к i -й скважине подчиняется трехчленной формуле, которую запишем в виде

$$\Delta p_i^2 = a_{\text{ф}i} Q_i + \bar{b}_i Q_i \bar{Q}_i, \quad (6.34)$$

где

$$a_{\phi i} = a_i - \bar{b}_i Q_{\text{ед}i}; \quad \bar{Q}_i = Q_i - Q_{\text{ед}i} \ln \frac{Q_i}{Q_{\text{ед}i}}.$$

Суммируя по всем скважинам, имеем

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \sum_{i=1}^n a_{\phi i} Q_i + \sum_{i=1}^n \bar{b}_i Q_i \bar{Q}_i.$$

Получим

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_{\phi i} Q_i + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \bar{b}_i Q_i \bar{Q}_i. \quad (6.35)$$

Для средней скважины, у которой $\Delta p_{\text{ср}}^2$, $Q_{\text{ср}}$ и $\bar{Q}_{\text{ср}}$, имеем

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = a_{\phi, \text{ср}} Q_{\text{ср}} + \bar{b}_{\text{ср}} Q_{\text{ср}} \bar{Q}_{\text{ср}} \quad (6.36)$$

где $\Delta p_{\text{ср}}^2$ определяем согласно (6.35) и $Q_{\text{ср}}$ — согласно (6.32), а

$$\bar{Q}_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i. \quad (6.37)$$

Из (6.35) и (6.36) с учетом (6.37) получим

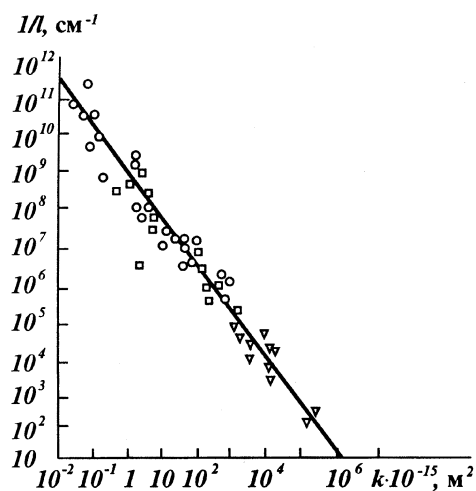
$$a_{\phi, \text{ср}} = \frac{1}{n Q_{\text{ср}}} \sum_{i=1}^n a_{\phi i} Q_i; \quad (6.38)$$

$$\bar{b}_{\text{ср}} = \frac{1}{n Q_{\text{ср}} \bar{Q}_{\text{ср}}} \sum_{i=1}^n \bar{b}_i Q_i \bar{Q}_i. \quad (6.39)$$

Когда отсутствуют результаты исследований скважин по новой методике с определением $Q_{\text{кр}i}$, для приближенной оценки поступаем следующим образом.

По известным значениям проницаемости k_i , полученным по данным кернов и геофизики по разным скважинам, по графику k от $1/l$ (рис. 6.1) находим соответствующие k_i значения $1/l_i$, по которым вычисляем k_i/l_i . Далее, исходя из корреляционной зависимости $\frac{k}{l}(\text{Re}_{\text{кр}})$ (рис. 6.2), находим для каждой скважины соответствующее $\text{Re}_{\text{кр}i}$, откуда оцениваем значение $Q_{\text{кр}i}$ для каждой скважины по формуле

Рис. 6.1. Зависимость $1/l$ от k



$$Q_{\text{кpi}} = \frac{2\pi R_c h \mu_l \text{Re}_{\text{кpi}}}{\rho_{\text{ar}} k_i}$$

В случае неполного вскрытия принимается вскрытая толщина пласта.

Далее по формуле (6.33) оцениваем величину $Q_{\text{кр.ср}}$. Зная значения $Q_{\text{кpi}}$ и имея результаты исследований скважин, проведенных только в интервале изменения дебитов $Q > Q_{\text{кр}}$, (6.34) приведем к виду

$$\frac{\Delta p_i^2}{Q_i} = a_{\text{фи}} + \bar{b}_i \bar{Q}_i$$

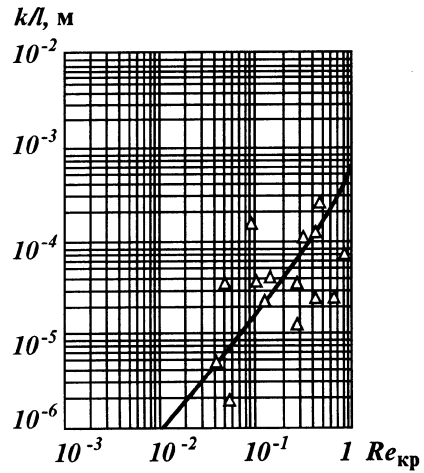


Рис. 6.2. Зависимость параметра $Re_{кр}$ от k/l

Обработывая результаты в координатах $\Delta p^2/Q$ и \bar{Q} при известных значениях $Q_{крi}$, находим $a_{\phi i}$, a_i и \bar{b}_i .

Далее согласно (6.35) находим $\Delta p_{ср}^2$, соответственно и согласно (6.32), (6.37), (6.38) и (6.39) — соответственно величины $Q_{ср}$, $\bar{Q}_{ср}$, $a_{ср}$, $a_{\phi.ср}$ и $b_{ср}$, $\bar{b}_{ср}$. Зная $a_{\phi.ср}$, находим

$$a_{ср} = a_{\phi.ср} + \bar{b}_{ср} Q_{кр.ср}.$$

Осреднение параметров по толщине пласта

При разработке пластов большой толщины или многопластовых месторождений единой сеткой скважин, когда известны параметры отдельных пропластков или пластов и требуется определять средние фильтрационные характеристики проектных скважин, которые будут вскрывать одновременно все пропластки или пласты, можно сделать следующие оценки при осредненных параметрах пласта.

Режимы работы скважины при $Q \leq Q_{кр}$

Для j -го пропластка или пласта

$$\Delta p_j^2 = a_j Q_j.$$

Для всего пласта или всех m пластов

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = a_{\text{сум}} Q_{\text{сум}},$$

где

$$\Delta p_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \Delta p_{\text{ср}j}^2;$$

$$a_{\text{сум}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^m \frac{1}{a_j}};$$

$$Q_{\text{сум}} = \sum_{j=1}^m Q_j;$$

$$Q_{\text{кр.сум}} = \sum_{j=1}^m Q_{\text{кр}j}. \quad (6.40)$$

Для значений дебитов $Q > Q_{\text{кр}}$ в каждом из пластов может быть применен приближенный графический метод нахождения условных коэффициентов a , \bar{b} и $Q_{\text{кр.сум}}$.

Уравнение (6.40) будет справедливо только до минимального значения $\Delta p_{\text{кр} \min}^2$, которое имеет место в одном из пластов.

В интервале изменения величин от $\Delta p_{\text{кр} \min}^2$ в одном и до $\Delta p_{\text{макс}}^2$ в другом пласте наблюдаются переходные режимы, когда в одних пластах уже наступил трехчленный закон фильтрации, а в других еще продолжается фильтрация по закону Дарси.

Этот приближенный метод состоит в следующем. При $Q \leq Q_{\text{кр}}$ индикаторные кривые для каждого горизонта

$$\Delta p_j^2 = a_j Q_j;$$

$$\Delta p_j^2 = a_{\text{ф}j} Q_j + \bar{b}_j Q_j (Q_j - Q_{\text{кр}j} \ln \frac{Q_j}{Q_{\text{кр}j}}),$$

при $Q > Q_{\text{кр}}$ они строятся на едином графике Δp^2 и Q в одном масштабе, из которого определяют суммарные дебиты,

соответствующие различным заданным значениям Δp^2 (рис. 6.3).

Полученную зависимость (см. рис. 6.3, кривая $I+II$) Δp^2 и Q обрабатываем согласно (1.9)

$$\frac{\Delta p^2}{Q} = a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}(Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}) \quad (6.41)$$

в координатах $\Delta p^2/Q$ и $Q - Q_{кр} \ln \frac{Q}{Q_{кр}}$ и $\Delta p^2/Q$ и Q .

Возможны и другие зависимости, неподчиняющиеся (6.41). Вполне реальны величины $Q_{кр}$, равные 1,0–1,5 млн. м³/сут, если работает вся толщина пласта, а не 10–20 %, как показывают исследования с помощью дебитометрии и АГДМ исследования скважин.

Формулу (6.41) представим в виде

$$\Delta p^2 = a_{\phi} Q + \bar{b} Q \bar{Q} \quad (6.42)$$

или

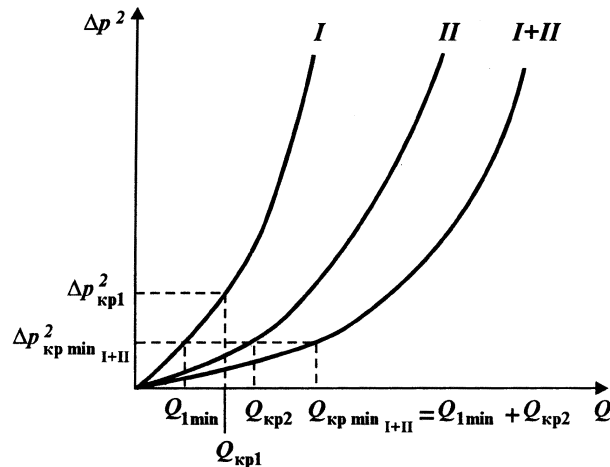


Рис. 6.3. Определение минимального критического дебита и вида индикаторной кривой при совместной работе двух пластов I и II

$$\Delta p^2 / Q = a - \bar{b}Q_{кр} + \bar{b}Q. \quad (6.43)$$

Эти формулы для нескольких пластов только в первом приближении можем принять для прогнозных расчетов.

Исходят из слоистой однородной модели, состоящей из пластов, когда параметры и толщина всех пластов одинаковы.

Тогда

$$a = a_j / m; \quad \bar{b} = \bar{b}_j / m^2,$$

где a_j и \bar{b}_j – параметры данного пласта.

Имеем

$$Q = \sum_{j=1}^m Q_j = mQ_j; \quad Q_{кр} = mQ_{крj} \quad (6.44)$$

Таким образом, фактические значения $Q_{кр}$ для реальных скважин могут быть при работе всей толщины пласта весьма велики, и это обеспечивает целесообразность прогнозных расчетов при условии $Q \leq Q_{кр}$.

6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СТЕПЕННОЙ ФОРМУЛЫ ПРИТОКА ГАЗА

В связи с появившимися в последнее время предложениями вновь вернуться к степенной формуле притока газа (1.1) (особенно после предложения трехчленной формулы) рассмотрим условия ее использования для расчетов ТРЭС:

$$Q = C(p_{пл}^2 - p_s^2)^n.$$

Для расчета технологического режима согласно формуле (1.1) необходимо знание изменения коэффициентов $C(+)$ и $n(+)$, которые неизвестны, и отсутствуют методы их определения. Принятие же их постоянными приводит к грубейшим ошибкам.

Расчеты технологических режимов работы скважин, когда приток газа к забою скважины подчиняется степенной

формуле, будут применимы только для $Q > Q_{кр}$. При $Q \leq Q_{кр}$ расчеты подобны § 6.21. Зная зависимость годового отбора от времени $N(t)$, добытое количество газа в каждый момент времени $Q_{до}(t)$ определяем по формуле (6.1).

Изменение пластового давления во времени $p_{пл}(t)$ находим из уравнения материального баланса и известного значения $N(t)$ согласно (6.2).

Рассмотрим методику расчета основных показателей разработки по методу последовательной смены стационарных состояний для условий средней скважины, исходя из формулы (1.1) при $Q > Q_{кр}$ для технологических режимов $\Delta p = \text{const}$, $Q = \text{const}$, $p_3 = \text{const}$ и $p_y = \text{const}$.

Режим постоянной депрессии $\Delta p = \text{const}$

Зная изменение $p_{пл}(t)$ для заданных C и n , находим изменение $Q(t)$ из формулы (1.1), преобразовывая ее к виду

$$Q(t) = C[\Delta p(2\tilde{p}_{пл}(t) - \Delta p)]^n. \quad (6.45)$$

При известных $p_{пл}(t)$ и $\Delta p = \text{const}$ изменение забойного давления во времени

$$p_3(t) = \tilde{p}_{пл}(t) - \Delta p.$$

Согласно (6.10) при известных $p_3(t)$

$$p_y(t) = \sqrt{\frac{p_3^2(t) - \theta Q^2(t)}{e^{2s}}}. \quad (6.46)$$

Из (6.11) при известных $N(t)$ и $Q(t)$ число скважин

$$n(t) = \frac{N(t)}{365k_3 Q(t)}, \quad (6.47)$$

где k_3 — коэффициент эксплуатации.

Режим постоянного дебита $Q = \text{const}$

В этом случае уравнение притока газа (1.1) будет иметь вид

$$Q = C[\tilde{p}_{пл}^2(t) - p_3^2(t)]^n = \text{const}. \quad (6.48)$$

Зная $C = \text{const}$ и $n = \text{const}$, (6.48) преобразуем к виду

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_3^2(t) = \left(\frac{Q}{C}\right)^{\frac{1}{n}} = \text{const}.$$

Находим по известному начальному значению Δp^2 значение комплекса $\left(\frac{Q}{C}\right)^{\frac{1}{n}}$. Откуда

$$p_3(t) = \sqrt{p_{\text{пл}}^2(t) - \left(\frac{Q}{C}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (6.49)$$

или, зная $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ из (6.2) и $p_3(t)$ из (6.49), найдем

$$\Delta p(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - p_3(t). \quad (6.50)$$

При достижении предельного значения $\Delta p(t) = \Delta p_{\text{пр}}$ переходим на другой режим. Изменение устьевое давления во времени $p_y(t)$ находим согласно (6.46), а изменение во времени числа скважин $N(t)$ — согласно (6.47).

Режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$

Зная $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$, согласно (6.2) изменение дебита газа во времени

$$Q(t) = C[\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_3^2]^n.$$

Откуда, зная $Q(t)$, согласно (6.47) получим $n(t)$.
Далее находим

$$\Delta p(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - p_3$$

и

$$p_y(t) = \sqrt{\frac{p_3^2 - \theta Q^2(t)}{e^{2s}}}. \quad (6.51)$$

Режим постоянного давления на устье $p_y = \text{const}$

Для рассматриваемого случая уравнение (6.46) представим в виде

$$p_3^2(t) = p_y^2 e^{2s} + \theta Q^2(t). \quad (6.52)$$

Подставляя $p_3^2(t)$ в уравнение (1.1), получаем

$$Q(t) = C[\tilde{p}_{пл}^2(t) - p_y^2 e^{2s} - \theta Q^2(t)]^n. \quad (6.53)$$

Решая (6.53) методом итераций, когда это тождество будет соблюдаться, находим для каждого $\tilde{p}_{пл}(t)$ свое значение $Q(t)$. Далее из (6.52) согласно (6.50) получаем $\Delta p(t)$.

Изменение во времени $n(t)$, зная $Q(t)$, находим согласно (6.47).

Аналогичным путем решаются задачи для периодов постоянной добычи, когда $N(t) = \text{const}$ и падающей добычи, когда $n(t) = \text{const}$.

Ввиду того, что в степенной формуле (1.1) коэффициенты C и n являются переменными и зависящими от дебита, то принципиально для получения более строгого решения необходимо знание $C(Q)$ и $n(Q)$, но практически это весьма затруднительно по сравнению с использованием трехчленной формулы.

Приведенные выше приближенные оценочные формулы расчета основных показателей разработки применимы только для небольших интервалов времени, например, при составлении ТЭО освоения месторождения, когда отсутствует какая-либо другая информация по скважинам.

В остальных случаях целесообразно пользоваться для обработки результатов исследований скважин и расчетах технологических режимов их работы в качестве уравнения притока газа к забою скважины формулами для закона Дарси и трехчленного закона (1.7).

Технологический режим постоянного процента отбора от $Q_{св}$ или $Q_{а.с}$

Обычно со степенной формулой связывают технологический режим, устанавливаемый как определенный процент (не более 25 %) от $Q_{а.с}(t)$ или $Q_{св}(t)$, т.е.

$$Q_{а.с}(t) = C[\tilde{p}_{пл}^2(t) - 0,101^2]^n \quad (6.54)$$

или

$$Q_{\text{св}}(t) = C[\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - 0,101^2 e^{2s} - \theta Q_{\text{св}}^2(t)]^n. \quad (6.55)$$

Строго говоря, определенный процент отбора от $Q_{\text{св}}$ и $Q_{\text{а.с}}$ может быть установлен более точно в случае применения для определения их трехчленной формулы как более справедливой для высоких скоростей фильтрации, т.е.

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - 0,101^2 e^{2s} = [a - \bar{b}Q_{\text{кр}}(t) + \bar{b}\bar{Q}_{\text{св}}(t)]Q_{\text{св}}(t) + \theta Q_{\text{св}}^2(t),$$

или

$$\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - 0,101^2 = [a - \bar{b}Q_{\text{кр}}(t) + \bar{b}\bar{Q}_{\text{а.с}}(t)]Q_{\text{а.с}}(t).$$

Зная изменение $Q_{\text{а.с}}(t)$ или $Q_{\text{св}}(t)$ из (6.54) или (6.55), изменения дебита во времени $Q(t)$ при заданном проценте отбора α находим из выражения

$$Q(t) = \frac{\alpha_2}{100} Q_{\text{а.с}}(t)$$

или

$$Q(t) = \frac{\alpha_1}{100} Q_{\text{св}}(t).$$

В литературе до появления статьи [10] отсутствовали сведения по расчету технологических режимов работы скважины, исходя из уравнения притока газа согласно степенной формуле, и ее использования для расчета основных показателей разработки месторождения. Если формула (1.1) не используется при проектировании разработки месторождений, то тем самым практически теряется какой-либо смысл в применении ее для обработки результатов исследования скважин. Можно утверждать о невозможности физического достижения величин $Q_{\text{св}}$ и $Q_{\text{а.с}}$ при высоких давлениях из-за более раннего достижения предельного дебита, соответствующего звуковому барьеру.

При осуществлении технологического режима постоянного процента отбора от $Q_{\text{св}}$ или $Q_{\text{а.с}}$ принципиально могут быть применимы как степенная, так и двучленная или трехчленная формула. Вначале по известному значению $N(t)$ согласно (6.1) и (6.2) определяем $Q_{\text{доб}}(t)$ и $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$. Далее

по известным $p_{i\bar{e}}(t)$ по формуле (6.54) или (6.55) находим изменение $Q_{св}(t)$ или $Q_{а.с}(t)$, по которому по заданному проценту отбора определяем $Q(t)$. Исходя из известных $N(t)$ и $Q(t)$ по формуле вида (6.47) находим изменение числа скважин во времени.

Зная $Q(t)$ и $\tilde{p}_{пл}(t)$, определяем изменение $p_3(t)$ исходя из закона Дарси

$$p_3(t) = \sqrt{\tilde{p}_{пл}^2(t) - aQ(t)}, \quad (6.56)$$

трехчленного закона

$$p_3(t) = \sqrt{\tilde{p}_{пл}^2(t) - [a_\phi + \bar{b}Q(t)]Q(t)} \quad (6.57)$$

и степенной формулы

$$p_3(t) = \sqrt{\tilde{p}_{пл}^2(t) - \left[\frac{Q(t)}{C(t)} \right]^{\frac{1}{n(t)}}}. \quad (6.58)$$

Далее по формуле вида (6.46) находим $p_y(t)$.

6.5. РАСЧЕТЫ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ГРУППЫ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Важнейшей особенностью проектирования разработки многопластовых газовых месторождений является разбивка продуктивной толщи на эксплуатационные объекты, под которыми обычно понимаются один или несколько пластов, эксплуатирующихся совместно. Правильное укрупнение эксплуатационных объектов повышает технико-экономические показатели разработки: уменьшает капиталовложения, повышает производительность скважин, сокращает сроки разработки месторождения. Но не всякое объединение отдельных горизонтов в один эксплуатационный объект можно признать рациональным и эффективным, необходимо решать их комплексно, с учетом различных показателей.

Впервые теоретические исследования притока газа к скважине, дренирующей несколько продуктивных горизонтов, были осуществлены Е.М. Минским и

М.Л. Бурштейн [13]. Затем М.Л. Фиш рассмотрела характер перераспределения пластовых давлений и дебитов в процессе совместной работы двух пластов [14]. В этой работе дается аналитическое решение задачи о совместной эксплуатации двух пластов при условии постоянства их суммарного отбора. Позже С.С. Гацулаевым [15] была предпринята попытка несколько дополнить методику расчета совместной работы группы пластов. В частности, им рассматривались работа одной скважины, дренирующей несколько газоносных пластов, и разработка многопластового месторождения заданным числом скважин.

Сущность расчета совместной разработки группы газоносных пластов состоит в совместном решении уравнений истощения этих пластов и уравнений притока газа к забою скважин с заданием определенных соотношений между забойным давлением и дебитом в зависимости от варианта технологического режима.

Для наглядности исследования рассмотрим совместную работу группы газоносных пластов, эксплуатирующихся совместно единичной скважиной. Режим работы пласта – газовый. Давление на забое каждого из этих пластов отличается на давление, создаваемое столбом газа, и принимается одинаковым. Приток газа из каждого пласта к забою скважины подчиняется в первом случае закону Дарси, а во втором – трехчленному закону.

Если процесс притока газа к забою скважины из каждого пласта рассматривать как последовательную смену стационарных состояний, то задача сводится к решению уравнений истощения

$$\left. \begin{aligned}
 p_1(t) &= p_{H1} \left(1 - \frac{\int_0^t q_1(t) dt}{\Omega_1} \right); \\
 p_2(t) &= p_{H2} \left(1 - \frac{\int_0^t q_2(t) dt}{\Omega_2} \right); \\
 &\dots\dots\dots \\
 p_n(t) &= p_{Hn} \left(1 - \frac{\int_0^t q_n(t) dt}{\Omega_n} \right);
 \end{aligned} \right\} \quad (6.59)$$

и уравнений притока:
при $q \leq q_{кр}$

$$\left. \begin{aligned}
 p_1^2(t) - p_3^2(t) &= a_1 q_1(t); \\
 p_2^2(t) - p_3^2(t) &= a_2 q_2(t); \\
 &\dots\dots\dots \\
 p_n^2(t) - p_3^2(t) &= a_n q_n(t);
 \end{aligned} \right\} \quad (6.60)$$

при $q > q_{кр}$

$$\left. \begin{aligned}
 \Delta p_1^2 &= a_{\phi 1} q_1(t) + \bar{b}_1 q_1(t) \bar{q}_1(t); \\
 \Delta p_2^2 &= a_{\phi 2} q_2(t) + \bar{b}_2 q_2(t) \bar{q}_2(t); \\
 &\dots\dots\dots \\
 \Delta p_n^2 &= a_{\phi n} q_n(t) + \bar{b}_n q_n(t) \bar{q}_n(t),
 \end{aligned} \right\} \quad (6.61)$$

где $a_{\phi i} = a_i - \bar{b}_i q_{\text{кр}i}$ и $\bar{q}_i = q_i - q_{\text{кр}i} \ln \frac{q_i}{q_{\text{кр}i}}$.

На практике возможны различные комбинации, когда одни пласты работают согласно закону Дарси (1.2), а другие по трехчленному закону (1.7).

Распределение дебитов в любом пласте может быть получено после дифференцирования уравнений системы (6.59). Тогда для i -го пласта получим

$$q_i(t) = \frac{\Omega_i}{p_{\text{н}i}} \frac{dp_i}{dt}. \quad (6.62)$$

Перепишем системы (6.60) и (6.61) с учетом формулы (6.62):

при $q \leq q_{\text{кр}}$

$$\left. \begin{aligned} p_1^2(t) - b_3^2(t) &= -a_1 \frac{\Omega_1}{p_{\text{н}1}} - \frac{dp_1}{dt}; \\ p_2^2(t) - b_3^2(t) &= -a_2 \frac{\Omega_2}{p_{\text{н}2}} - \frac{dp_2}{dt}; \\ \dots \dots \dots \\ p_n^2(t) - b_3^2(t) &= -a_n \frac{\Omega_n}{p_{\text{н}n}} - \frac{dp_n}{dt}; \end{aligned} \right\} \quad (6.63)$$

при $q > q_{\text{кр}}$

$$\left. \begin{aligned} \Delta p_1^2(t) &= -a_{\phi 1} \frac{\Omega_1}{p_{\text{н}1}} \frac{dp_1}{dt} + \bar{b}_1 \frac{\Omega_1}{p_{\text{н}1}} \frac{dp_1}{dt} \left(\frac{\Omega_1}{p_{\text{н}1}} \frac{dp_1}{dt} - q_{\text{кр}1} \ln \frac{q_{\text{кр}1}}{q_{\text{кр}1}} \right); \\ \Delta p_2^2(t) &= -a_{\phi 2} \frac{\Omega_2}{p_{\text{н}2}} \frac{dp_2}{dt} + \bar{b}_2 \frac{\Omega_2}{p_{\text{н}2}} \frac{dp_2}{dt} \left(\frac{\Omega_2}{p_{\text{н}2}} \frac{dp_2}{dt} - q_{\text{кр}2} \ln \frac{p_{\text{н}2}}{q_{\text{кр}2}} \right); \\ \dots \dots \dots \\ \Delta p_n^2(t) &= -a_{\phi n} \frac{\Omega_n}{p_{\text{н}n}} \frac{dp_n}{dt} + \bar{b}_n \frac{\Omega_n}{p_{\text{н}n}} \frac{dp_n}{dt} \left(\frac{\Omega_n}{p_{\text{н}n}} \frac{dp_n}{dt} - q_{\text{кр}n} \ln \frac{p_{\text{н}n}}{q_{\text{кр}n}} \right) \end{aligned} \right\} \quad (6.64)$$

где p_i – среднее текущее пластовое давление в i -м пласте ($i = 1, 2, 3, \dots, n$); p_{ni} – начальное пластовое давление, соответствующее индексу пласта; Ω_i – начальные запасы газа; $q_i(t)$ – текущий отбор газа; $p_3(t)$ – текущее забойное давление; a_i, b_i – коэффициенты фильтрационного сопротивления соответствующих пластов.

Полученная система дифференциальных уравнений (6.63) и (6.64) определяет закон падения давления в зависимости от продуктивной характеристики этих пластов, их запасов газа и забойного давления. Система n уравнений определяет n неизвестных функций $p_i(t)$ и одну функцию $p_3(t)$ при задании начальных условий:

$$p_i(0) = p_{ni}. \quad (6.65)$$

Чтобы система была замкнутой, необходимо добавить еще одно уравнение, отображающее условие отбора.

Ниже рассмотрим основные условия применения различных вариантов технологического режима работы скважин, эксплуатирующих несколько газоносных горизонтов единым фильтром. При этом начальные пластовые давления принимаются одинаковыми. Отметим, что при эксплуатации пластов, имеющих различное давление, могут при определенных условиях происходить перетоки газа из пластов с большими пластовыми давлениями в пласты с меньшими пластовыми давлениями, что нежелательно. Кроме того, объединение пластов для совместной их работы невозможно ввиду различных условий, ограничивающих эксплуатацию скважин. Приобщение каждого объекта, как правило, возможно при условии, что давления в работающих пластах и в новом примерно равны. Вопрос объединения пластов, имеющих различные пластовые давления, для совместной эксплуатации должен решаться в каждом конкретном случае отдельно.

6.5.1. РЕЖИМ ПОСТОЯННОГО $q_{кр}$ ГРУППЫ ПЛАСТОВ

Технологический режим работы скважины с постоянным дебитом обычно устанавливается в начальный период разработки месторождения и в основном для пластов, характеризующихся устойчивыми породами.

Уравнение, характеризующее условия эксплуатации многопластовой скважины с постоянным критическим дебитом, запишем в виде

$$\sum_{i=1}^n q_{\text{кр } i}(t) = Q \quad (6.66)$$

В дифференциальном виде это уравнение можно представить после подстановки в него значения $q_i(t)$ из выражения (6.62):

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Omega_i}{p_H} \frac{dp_i}{dt} = -Q. \quad (6.67)$$

Решение системы (6.63) с учетом уравнения (6.67) определяет функции $p_1(t)$ и $p_2(t)$ на заданном технологическом режиме. Рассмотрим характер распределения давлений и дебитов при совместной работе двух пластов, имеющих различные запасы газа и продуктивные характеристики. Тогда для двух пластов необходимо будет реализовать систему, состоящую из трех дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} p_1^2(t) - p_3^2(t) &= -a_1 \frac{\Omega_1}{p_H} \frac{dp_1}{dt}; \\ p_2^2(t) - p_3^2(t) &= -a_2 \frac{\Omega_2}{p_H} \frac{dp_2}{dt}; \\ \frac{\Omega_1}{p_H} \frac{dp_1}{dt} + \frac{\Omega_2}{p_H} \frac{dp_2}{dt} &= -Q. \end{aligned} \right\} \quad (6.68)$$

Систему (6.68) можно свести к одному дифференциальному уравнению, для чего проинтегрируем последнее уравнение системы (6.68):

$$\frac{\Omega_1}{p_H} p_1(t) + \frac{\Omega_2}{p_H} p_2(t) = \Omega_0 - Qt. \quad (6.69)$$

Постоянная интегрирования определится из начальных условий при $t = 0$

$$\Omega_0 = \Omega_1 + \Omega_2. \quad (6.70)$$

Таким образом, Ω_0 – суммарные запасы газа. Решим последнее уравнение системы (6.68) и уравнение (6.69) относительно dp_2/dt и $p(t)$. Тогда получим

$$\frac{dp_2}{dt} = - \left(\frac{Qp_H}{\Omega_2} + \frac{\Omega}{\Omega_2} \frac{dp_1}{dt} \right), \quad (6.71)$$

$$p_2(t) = \frac{p_H}{\Omega_2} = \frac{p_H}{\Omega_2} (\Omega_0 - Qt) - \frac{\Omega_1}{\Omega_2} p_1(t). \quad (6.72)$$

Исключим из системы (6.68) $p_2^2(t)$ и заменой dp_2/dt и $p_2(t)$ их значениями из (6.71) и (6.72) сведем задачу к одному дифференциальному уравнению, отображающему изменения давления в первом пласте:

$$\begin{aligned} \frac{\Omega_1^2}{p_H^2} \left(\frac{dp_1}{dt} \right)^2 + \frac{\Omega_1}{p_H} a_1 \frac{dp_1}{dt} - p_H^2 \frac{\Omega_1}{\Omega_2} (Qt - \Omega_0) p_1(t) + \left(1 - \frac{\Omega_1}{\Omega_2} \right) \times \\ \times p_1^2(t) - \frac{p_H^2}{\Omega_0^2} (Qt - \Omega_0)^2 + a_2 Q = 0. \end{aligned} \quad (6.73)$$

Расчет заданного технологического режима будет производиться следующим образом. Реализация полученного дифференциального уравнения определит функцию $p_1(t)$, т.е. изменение давления в первом пласте при заданном суммарном отборе. Затем подстановкой этой функции в соотношение (6.72) находят распределение давления во втором пласте и забойное давление $p_3(t)$, которое необходимо поддерживать на скважине, чтобы обеспечить заданный отбор. Распределение дебитов по пластам определится из формулы (6.63).

Для упрощения полученного дифференциального уравнения (6.73) целесообразно ввести безразмерное время τ и новые безразмерные давления, отнесенные к p_H . Безразмерную независимую переменную времени можно представить в виде

$$\tau = \frac{Qt - \Omega_0}{\Omega_0}. \quad (6.74)$$

Безразмерные давления запишутся так:

$$\bar{p}_1 = p_1 / p_H; \quad \bar{p}_2 = p_2 / p_H; \quad \bar{p}_3 = p_3 / p_H. \quad (6.75)$$

Тогда производная по времени

$$\frac{dp_1}{dt} = \frac{Qp_H}{\Omega_0} \frac{d\bar{p}_1}{d\tau}. \quad (6.76)$$

В этом случае уравнение (6.73) приводится к виду

$$\beta \bar{p}'_2 - 2\gamma \bar{p}_1 \tau + \eta \bar{p}_1^2 = -\xi + \tau^2, \quad (6.77)$$

где

$$\beta = \frac{\Omega_1 \Omega_2^2 Q}{\Omega_0^3 p_H^2} (a_1 + a_2);$$

$$\gamma = \frac{\Omega_1}{\Omega_0}; \quad \eta = \frac{\Omega_2^2 - \Omega_1^2}{\Omega_0^2};$$

$$\xi = \frac{a_2 \Omega_2^2 Q}{\Omega_0^2 p_H^2}.$$

Здесь \bar{p}' – дифференцирование по τ .
Начальные условия примут вид

$$\bar{p}_1 = 1 \text{ при } \tau = -1. \quad (6.78)$$

Уравнение (6.77) сводится к дифференциальному уравнению первого порядка первой степени

$$\beta \bar{p}'_1 - 2\gamma \bar{p}_1 \tau + \eta \bar{p}_1^2 = -\xi + \tau^2. \quad (6.79)$$

В случае $\eta = 0$ уравнение (6.79) сводится к обыкновенному дифференциальному уравнению

$$\beta \bar{p}'_1 - 2\gamma \bar{p}_1 \tau = -\xi + \tau^2. \quad (6.80)$$

Последнее уравнение легко решается в квадратурах. Случай, когда $\eta = 0$, соответствует равенству запасов газа в обоих пластах.

Покажем характер распределения пластовых давлений $p_1(t)$, $p_2(t)$ и дебитов $q_1(t)$, $q_2(t)$, а также забойного давления на конкретных примерах при следующих исходных данных: $\Omega_1 = 500$ млн. м³, $\Omega_2 = 1000$ млн. м³; $a_1 = 1$ сут/тыс. м³; $a_2 = 10$ сут/тыс. м³; $p_H = 10,0$ МПа; $Q = 500$ тыс. м³/сут.

Решение дифференциального уравнения (6.79) с учетом исходных данных и при задании начальных условий (6.78) выполнено численными методами. Результаты расчетов

приведены на рис. 6.4, 6.5 в виде графиков. Как показали расчеты, темпы снижения пластовых давлений в обоих пластах сильно отличаются. Первый пласт, обладающий лучшей продуктивной характеристикой и меньшими запасами газа, имеет высокий темп снижения пластового давления.

Снижение забой

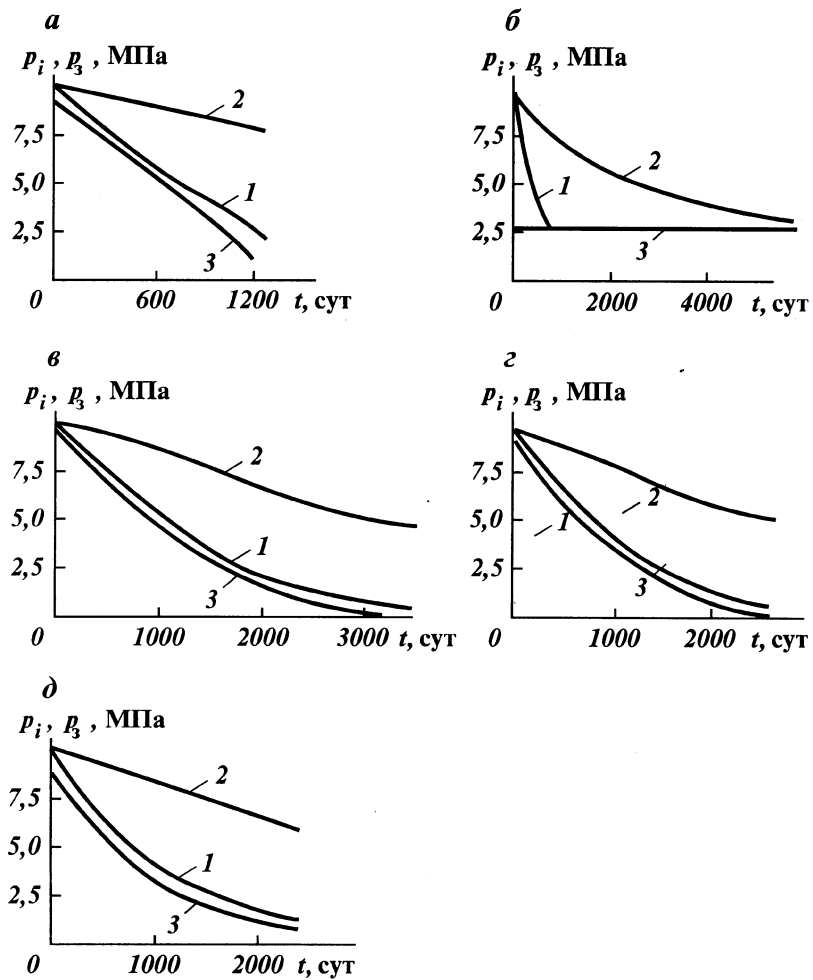


Рис. 6.4. Распределение давлений во времени при совместной разработке двух пластов при задании различных условий отбора:
a – режим постоянного отбора; *б* – режим постоянного забойного давления; *в* – режим постоянной депрессии на первый пласт; *г* – режим постоянного градиента давления на первый пласт; *д* – режим постоянной скорости фильтрации на забое первого пласта; *1* – изменение среднего пластового давления в первом пласте; *2* – то же, во втором; *3* – изменение забойного давления

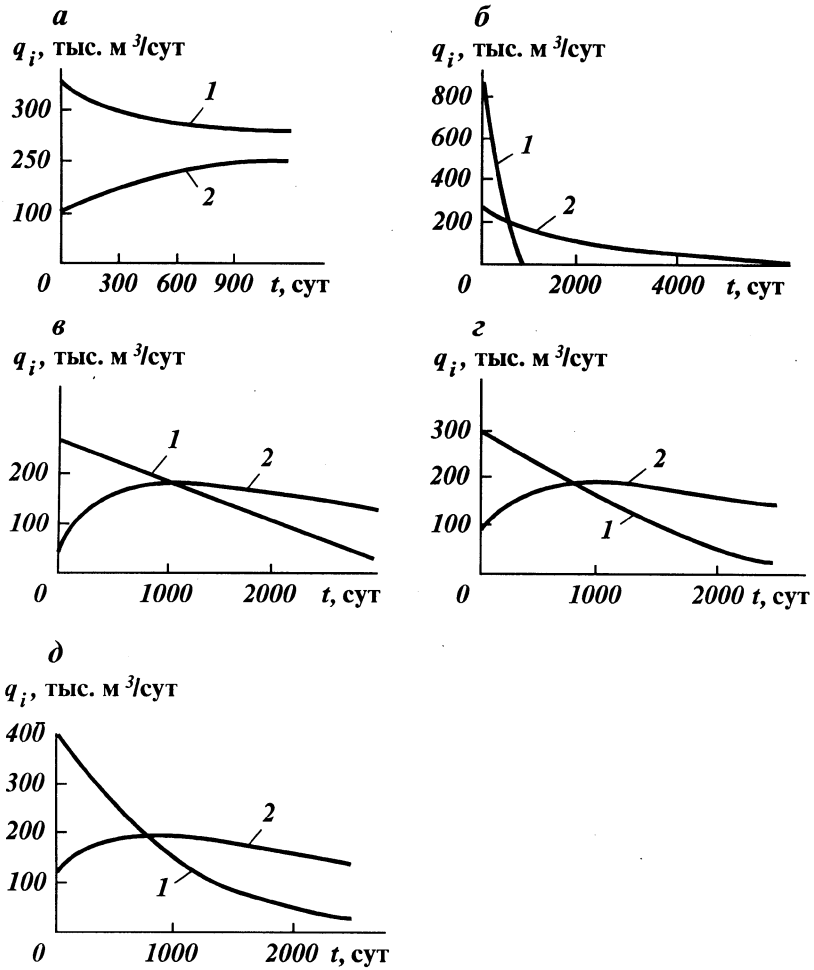


Рис. 6.5. Распределение дебитов по пластам:
a — режим постоянного отбора; *б* — режим постоянного забойного давления; *в* — режим постоянной депрессии на первый пласт; *г* — режим постоянного градиента давления на первый пласт; *д* — режим постоянной скорости фильтрации на забое первого пласта; *1* — изменение отбора газа во времени для первого пласта; *2* — то же, для второго пласта

ного давления происходит параллельно снижению пластового давления первого пласта, т.е. практически с постоянной депрессией для первого пласта, которая начинает увеличиваться к концу его выработки. Сравнительно длительное время идет перераспределение по пластам. Дебит первого пласта от максимального значения со временем уменьшается и становится постоянным. Дебит второго пласта увеличивается и также достигает постоянного значения, но все время остается ниже дебита первого пласта.

6.5.2. РЕЖИМ ПОСТОЯННОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Режим постоянного забойного давления обычно применяется для газоконденсатных скважин, когда снижение забойного давления нежелательно из-за выпадения конденсата. В этом случае условие, отображающее эксплуатацию скважины на заданном технологическом режиме, можно записать так:

$$p_3 = \text{const.} \quad (6.81)$$

Тогда система (6.60), состоящая из n уравнений, определяет такое же число неизвестных функций. Для двух пластов будем иметь систему, состоящую из двух уравнений:

$$\left. \begin{aligned} - a_1 \frac{\Omega_1}{p_H} \frac{dp_1}{dt} - p_1^2(t) + p_3^2 &= 0; \\ - a_2 \frac{\Omega_2}{p_H} \frac{dp_2}{dt} - p_2^2(t) + p_3^2 &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (6.82)$$

Как видно из этих уравнений, распределение давления в каждом пласте не зависит от параметров и запасов в других пластах. Связь между ними осуществляется только через p_3 . Поэтому каждое из этих уравнений можно решать независимо друг от друга.

Чтобы определить характер распределения давления в каждом работающем пласте при данном технологическом режиме, необходимо разбить интервал давлений от начального до конечного на определенные участки и для каждого участка определить время, за которое давление упадет на заданную величину. Далее строится зависимость $p = f(t)$ и определяется характер распределения давления по пластам. В качестве примера на рис. 6.4 и 6.5 приведены графики распределения давления и дебитов при совместной

работе двух пластов. Расчет производится при тех же исходных данных, что и в первом примере. Постоянное забойное давление в рассматриваемом примере при этом равно 3,0 МПа.

Из графиков видно, что текущие пластовые давления в каждый момент времени существенно отличаются. Для первого пласта, который имеет более высокую продуктивность и меньшие запасы, уже за сравнительно небольшой промежуток времени пластовое давление достигает забойного давления и пласт отключается. В то же время второй пласт продолжает работать длительное время.

6.5.3. РЕЖИМ ПОСТОЯННОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГОЛОВКЕ СКВАЖИНЫ

Режим постоянного давления на головке скважины обычно применяется в период доразработки месторождения, когда отбор по скважинам заметно снижается, а в газопроводе необходимо поддерживать минимальное давление, чтобы обеспечить подачу газа потребителю. В этот период эксплуатация скважин, как правило, осуществляется без штуцера.

Зависимость между забойным давлением многопластовой скважины и давлением на головке имеет вид

$$p_3^2(t) = p_r^2 e^{2s} + \theta \left[\sum_{i=1}^n q_i(t) \right]^2, \quad (6.83)$$

где

$$s = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L}{Tz}; \quad \theta = \frac{1,33 \cdot 10^{-2} \lambda T^2 z^2 (e^{2s} - 1)}{D^5};$$

λ — коэффициент сопротивления в трубах; T — средняя температура между забоем и устьем; z — средний коэффициент сжимаемости; D — диаметр трубы; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; L — глубина скважины.

Выразив дебит i -го горизонта в формуле (6.83) через производную, получим дифференциальное уравнение, отображающее условие эксплуатации скважин:

$$\theta \left[\sum_{i=1}^n \frac{\Omega_i}{p_H} \frac{dp_i}{dt} \right]^2 - p_3^2(t) + p_r^2 e^{2s} = 0. \quad (6.84)$$

Таким образом, система (6.63) с учетом уравнения (6.84) определяет $n + 1$ неизвестных функций.

Для двух пластов предстоит реализовать систему дифференциальных уравнений из трех уравнений:

$$\left. \begin{aligned} -\beta_1 p_1' - p_1^2 + p_3^2 &= 0; \\ -\beta_2 p_2' - p_2^2 + p_3^2 &= 0; \\ \eta_1 p_1'^2 + \eta_2 p_2'^2 + 2m p_1' p_2' - p_3^2 + k &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (6.85)$$

где

$$\eta_1 = \theta \frac{\Omega_1^2}{p_H^2}; \quad \eta_2 = \theta \frac{\Omega_2^2}{p_H^2};$$

$$m = \frac{\Omega_1 \Omega_2}{p_H^2}; \quad k = p_r^2 e^{2s}.$$

Остальные обозначения прежние.

В большинстве случаев режим постоянного давления на головке скважины применяется в период доразработки месторождения, когда дебиты незначительны. Тогда при эксплуатации такой скважины сопротивление в трубах будет мало и потерями давления от трения вполне можно пренебречь. При этом расчет распределения пластовых давлений осуществляется как и для случая с постоянным забойным давлением.

В целом забойное давление не будет оставаться постоянным. Оно будет снижаться, приближаясь к своей асимптоте $p_r e^s$.

Характер распределения пластовых давлений и дебитов по пластам аналогичен режиму при постоянном забойном давлении.

6.5.4. РЕЖИМ ПОСТОЯННОЙ ДЕПРЕССИИ НА ОДИН ИЗ ПЛАСТОВ

Будем полагать, что ограничениям подлежит только один пласт, который необходимо эксплуатировать при постоянной

депрессии. Эксплуатация других пластов не подлежит ограничениям. Условие эксплуатации скважины запишется в виде

$$p_i(t) - p_3(t) = \Delta p = \text{const.} \quad (6.86)$$

Решение системы (6.63) с учетом условия (6.86) определит характер распределения пластовых давлений и дебитов по каждому пласту.

Для двух пластов задача сводится к системе дифференциальных уравнений

$$\begin{aligned} -\beta_1 p_1' - \frac{2}{m} p_1 + 1 &= 0; \\ -\beta_2 p_2' - p_2^2 + m^2 - 2m p_1 + p_1^2 &= 0. \end{aligned} \quad (6.87)$$

Здесь $m = \Delta p$. Остальные коэффициенты прежние.

Первое уравнение системы (6.87) может быть решено в квадратурах аналогично уравнениям, характеризующим режим эксплуатации скважины с постоянным забойным давлением. Второе уравнение системы в сочетании с первым решается численными методами.

Изображенные кривые (см. рис. 6.4, 6.5) характеризуют распределение пластовых давлений и дебитов при заданных условиях их работы. Расчет произведен при тех же исходных данных, что и в предыдущих примерах. Депрессия на первый пласт была задана (0,5 МПа). Как видно из графиков, темпы снижения пластовых давлений по пластам отличаются между собой в широких пределах. Дебит первого пласта со временем снижается, второго — сначала увеличивается, затем идет постепенное снижение.

6.5.5. О ПРИОБЩЕНИИ ГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ

Проведенные исследования совместной работы двух пластов, имеющих различные эксплуатационные характеристики и запасы газа и объединенных в один эксплуатационный объект, показали, что при задании на группу в целом или на один из пластов условий, ограничивающих их эксплуатацию, пластовые давления, как правило, в процессе разработки разные. В результате чрезмерной разности пластовых давлений могут возникнуть различные осложнения при эксплуатации этих пластов, что приведет в конечном счете к

преждевременному выводу скважин из строя и потерям в отдельных горизонтах значительных запасов газа.

Как показали расчеты, примерное равенство пластовых давлений в каждом из совместно работающих горизонтов достигается в том случае, если соблюдается равенство

$$\frac{\Omega_{\text{осн}}}{\Omega_{\text{пр}}} = \frac{a_{\text{пр}}}{a_{\text{осн}}}, \quad (6.88)$$

где $\Omega_{\text{осн}}$ — запасы газа в основном горизонте, за который обычно принимается пласт с наибольшими запасами; $\Omega_{\text{пр}}$ — запасы газа в приобщенном горизонте; $a_{\text{осн}}$, $a_{\text{пр}}$ — коэффициент фильтрации соответственно основного и приобщенного горизонтов.

В этом случае объединенные пласты для совместной разработки можно рассматривать как один эксплуатационный объект. Гидродинамические расчеты по совместной разработке таких пластов могут быть осуществлены, как и для единой залежи, с учетом тех или иных условий, ограничивающих эксплуатацию скважин. Если объединенные пласты для совместной разработки имеют различные условия, ограничивающие их эксплуатацию, то для каждого случая производится отдельный расчет с учетом совместной работы всех пластов. После этого задаются те забойные давления, а следовательно, и суммарные отборы, которые получены для более худших условий эксплуатации скважин.

Когда условие (6.88) не выполняется, объединение горизонтов в один эксплуатационный объект нецелесообразно. Здесь должен ставиться вопрос не об объединении этих горизонтов в один эксплуатационный объект, а о приобщении к основному горизонту того или иного пласта с независимой системой контроля и регулирования процесса разработки. Гидродинамические расчеты совместной работы пластов, имеющих различные геолого-промысловые характеристики, должны исходить из задания функции $p_i(t)$ по каждому горизонту. При расчете работы пластов по газовому режиму, очевидно, следует исходить из того, чтобы в процессе эксплуатации давление в пластах оставалось одинаковым, т.е. соблюдалось равенство

$$p_1(t) = p_2(t) = \dots = p_n(t). \quad (6.89)$$

Для соблюдения условия (6.89) необходимо суммарный отбор газа, приходящийся на группу, распределить по отдельным пластам пропорционально их начальным запасам.

В случае проявления упруговодонапорного режима необходимо, чтобы пластовые давления были также примерно равны. Кроме того, следует учитывать продвижение газоводяных контактов в совместно разрабатываемых горизонтах, чтобы избежать преждевременного обводнения скважин.

Задаваясь функцией $p_i(t)$, а следовательно, и отбором газа по каждому горизонту, определяют число скважин, которое необходимо для того, чтобы обеспечить заданный отбор по каждому пласту с учетом условий, ограничивающих их эксплуатацию.

Далее рассматривается вопрос приобщения различных горизонтов для совместной разработки. При этом возможны следующие случаи.

1. Определенное число скважин с учетом условий ограничения их эксплуатации по всем горизонтам одинаково. Это будет соответствовать условию (6.88). При этом группа совместно разрабатываемых пластов рассматривается как один эксплуатационный объект с единой системой контроля и регулирования процесса разработки.

2. Необходимое число скважин на основной горизонт больше, чем на приобщенный. Тогда приобщение горизонтов для совместной разработки следует производить не во всех скважинах, которые требуются для разработки пластов, подлежащих приобщению, а лишь в некоторой их части, так как часть их потребуется для контроля и регулирования процесса разработки приобщенных горизонтов. Оставшееся число скважин из основного горизонта используется также для регулирования и контроля за разработкой этого объекта.

3. Потребное число скважин на основной объект меньше, чем на приобщенные горизонты. В этом случае приобщение горизонтов для совместной их эксплуатации следует производить не во всех скважинах, пробуренных на основной горизонт, а только в некоторых, с таким расчетом, чтобы оставшееся число скважин можно было использовать для регулирования и контроля за процессом разработки основного горизонта. При этом на горизонты, подлежащие приобщению, бурят недостающее число скважин, которые также могут быть использованы для контроля разработки приобщенных горизонтов.

Преимущество описанной методики проектирования разработки многопластовых газовых месторождений состоит в том, что она допускает совместную эксплуатацию

газоносных горизонтов, имеющих различные эксплуатационные характеристики и запасы газа с различными условиями, ограничивающими эксплуатацию скважин. При этом значительно упрощаются гидродинамические расчеты, связанные с проектированием разработки многопластовых месторождений. Технологический режим в процессе эксплуатации может назначаться для каждой многопластовой скважины в отдельности. Зная текущее распределение пластовых давлений в каждом совместно разрабатываемом пласте, нетрудно при известных параметрах a_i , $Q_{кpi}$ и b_i определить дебит каждого горизонта, что очень важно для проведения анализа и регулирования процесса разработки совместно разрабатываемых горизонтов.

На основании выполненных расчетов можно дать рекомендации, при каких условиях объединение нескольких продуктивных горизонтов в один эксплуатационный объект является целесообразным, а также разработать рекомендации по проектированию совместной разработки группы газоносных пластов, имеющих различные эксплуатационные характеристики и запасы газа. Предложенная система разработки группы газоносных пластов обеспечивает регулирование и контроль разработки каждого горизонта в отдельности.

6.6. ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА РАБОТЫ НЕРАВНОМЕРНОЙ СИСТЕМЫ СКВАЖИН

Для того чтобы рассчитать изменение во времени давления, дебиты скважин и их число, необходимо иметь уравнение материального баланса, уравнение притока (1.2) или (1.7) и уравнение, связывающее $p_{пл}$ и p_k , где $p_{пл}$ — пластовое давление; p_k — давление на контуре пласта. Кроме того, необходимо связать $p_{ср}$ в залежи с давлением на контуре p_k . Для этого используем прием, предложенный Г.А. Зотовым [16], довольно хорошо зарекомендовавший себя при решении таких задач. Предлагается принять:

$$(p_{пл}^2)_{ср} \approx (p_{ср})^2, \quad (6.90)$$

где

$$(p_{\text{пл}}^2)_{\text{ср}} = \frac{1}{\Omega} \int_{\Omega} p_{\text{пл}}^2(\Omega) d\Omega, \quad (6.91)$$

$$p_{\text{ср}} = \frac{1}{\Omega} \int_{\Omega} p_{\text{пл}}(\Omega) d\Omega. \quad (6.92)$$

Задача сводится к нахождению зависимости между давлением на контуре (или в любой фиксированной точке) и давлением в любой точке, т.е. к нахождению поля давления в пласте. Для решения этой задачи наиболее подходящим методом является метод, предложенный в работах [17, 18]. Сущность его заключается в том, что отбор из пласта равномерно распределяется по всей дренажной зоне, как будто он происходит не через отдельные стоки, а из каждого элементарного объема пласта.

При таком подходе основное дифференциальное уравнение фильтрации газа будет иметь вид

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} - \frac{1}{f(\theta)} \frac{\partial}{\partial(\theta)} \left[f(\theta) \frac{\partial P^2}{\partial(\theta)} \right] + Q(\theta) = 0. \quad (6.93)$$

В формуле (6.93) приняты следующие безразмерные параметры:

$$P = \frac{p}{p_H}; \theta = \frac{\theta}{\theta_K}; f(\theta) = \frac{F(\theta)}{F_0}; \tau = \frac{kp_H}{2m\mu\theta_K^2} t; V = \frac{v}{v_0};$$

$$Q(\theta) = \frac{2\mu p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} \theta_K^2}{kp_H^2 T_{\text{ст}} v_0} \bar{Q}(\theta), \quad \bar{Q}(\theta) = \frac{\partial N}{\partial V}. \quad (6.94)$$

В случае если отбор газа по площади равномерный, то

$$\bar{Q}(\theta) = N / V = \text{const} \text{ и } Q(\theta) = Q^* / V,$$

где

$$Q^* = \frac{2\mu p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} \theta_K^2}{kp_H^2 T_{\text{ст}} v_0} N. \quad (6.95)$$

В безразмерных параметрах (6.94) обозначено: p – давление; p_H – начальное давление; θ – координата одномерного движения; θ_K – координата границы пласта; $F(\theta)$

– площадь фильтрации; F_0 – зафиксированная площадь; k – проницаемость; m – пористость; μ – вязкость; t – время; $p_{ат}$ – атмосферное давление; $T_{пл}$ – пластовая температура; $T_{ст}$ – стандартная температура, равная 293 К; V – геометрический объем пласта; N – суммарный объемный отбор газа из месторождения при $p_{ат}$ и $T_{ст}$; $V_0 = F_0 \theta_k$.

Уравнение материального баланса в данном случае записывается так:

$$p_{cp} = 1 - \int_0^t Q^* d\tau \quad (6.96)$$

или в случае постоянства отбора с месторождения во времени

$$p_{cp} = 1 - Q^* \tau. \quad (6.97)$$

При этом в формулах (6.96) и (6.97)

$$Q^* = \int_0^{V(t)} Q(V) dV. \quad (6.98)$$

При равномерном размещении отбора по площади из (6.98) получим:

$$Q^* = QV. \quad (6.99)$$

В (6.96) и (6.97) p_{cp} рассчитывают по формуле

$$p_{cp} = \frac{1}{V(1)} \int_0^{V(1)} p(V) dV. \quad (6.100)$$

Решение уравнения (6.93) дает нам искомое распределение давления в пласте. Это решение было получено в работе [18] для граничных условий: при $\theta = 0$ и $Q = 1 \frac{\partial p^2}{\partial \theta} = 0$ и при $\theta = 1$ $p = p_k$, $V = V(1)$.

Полученное решение имеет вид:

$$p^2 - p_k^2 = [\psi(\theta) - \psi(1)] - \frac{Q^*}{V_{пл}} [\psi(\theta) - \psi(1)], \quad (6.101)$$

где

$$\psi(\theta) = \int_0^{\theta} \frac{\partial(\theta)}{f(\theta)} d(\theta); \quad (6.102)$$

$$\partial(\theta) = \int_0^{\theta} Q(\theta) f(\theta) d\theta = \int_0^V Q(V) dV; \quad (6.103)$$

$$\varphi(\theta) = \int_0^{\theta} \frac{V(\theta)}{f(\theta)} d(\theta). \quad (6.104)$$

Таким образом, с помощью формул (1.2), (1.7), (6.90) (6.96), (6.100) и (6.101) можно решить самые разнообразные задачи из практики разработки. Остановимся только на двух основных задачах.

6.6.1. РАСЧЕТ ЧИСЛА СКВАЖИН И ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ

Сложность здесь заключается в том, что из-за недостатка данных точно рассчитать дебит проектной скважины невозможно. Поэтому приходится идти на некоторые упрощения. Вначале на месторождении выделяют зоны более или менее одинаковых продуктивных характеристик, таких, где можно ожидать примерно одинаковые дебиты скважин. Деление на зоны может быть проведено и по любому другому принципу. Например, очень часто скважины стараются ставить в "сухих" зонах пласта из-за опасности подтягивания языков обводнения. После того как зоны равных дебитов установлены, делят заданный суммарный отбор Q^* по этим зонам. Причем в каждой из этих зон отбор считают равномерно распределенным.

Рассмотрим наиболее простой случай двух зон с разной продуктивной характеристикой. Последовательность операций в данном случае выглядит так. По известным принципам вначале устанавливают общий отбор с месторождения, начальные рабочие дебиты, технологический режим, коэффициенты a и $Q_{кр}$ для каждой зоны, средние характеристики каждой зоны: пористость, проницаемость, геометрию. По известному отбору строят зависимость добытого количества газа от времени. Далее выбирают определенный период времени, допустим, один год. По графику зависимости суммарной добычи от времени

определяют суммарную добычу на конец года и по формуле (6.96) или (6.97) определяют $p_{\text{ср}}$. Зная $p_{\text{ср}}$, по формуле (6.100) определяют значение $p_{\text{к}}$ на эту дату. Далее приступают к распределению отборов по зонам. Это распределение можно проводить исходя из разных принципов.

6.6.2. РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ПРИ ПОСТОЯННОМ ЧИСЛЕ СКВАЖИН

Эта задача встречается на последней стадии разработки месторождения, на так называемой стадии "падающей добычи". Но она также имеет большое и принципиальное значение.

В этом случае число скважин остается постоянным, распределение дебитов по площади нам известно, но неизвестен характер изменения во времени суммарного отбора с месторождения, это искомая величина. Поэтому эту задачу приходится решать приближенно путем аппроксимации кривой изменения отбора во времени кусочно – постоянной (ступенчатой) функцией. Тогда расчет сводится к следующему. Начальный отбор N_1 считают постоянным на некоторый промежуток времени, например год. Тогда определяют по формуле (6.97) $p_{\text{ср}}$ на конец этого года. Далее по формуле (6.100) определяют $p_{\text{к}}$. Для того чтобы определить по формуле (6.101) распределение давлений, необходимо знать распределение дебитов. Здесь возможны два случая. Строят карту размещения по площади начальных рабочих дебитов, по которой выводят функциональную зависимость распределения дебитов по координате, т.е. $Q(x)$. В том случае, если такую зависимость установить нельзя, то опять все месторождение разбивают на зоны, по каждой из которых отбор считают равномерным.

После этого по формуле (6.101) определяют распределение пластовых давлений. Далее, либо по местонахождению скважины на эпюре распределения пластовых давлений, либо считая для скважины пластовым давлением средневзвешенное в данной зоне давление, рассчитывают по формулам (1.2) или (1.7) рабочий дебит скважины на конец года. По этим дебитам определяют новый (меньший) суммарный отбор и новое распределение дебитов. Эту точку принимают за нулевую и расчет повторяют. Так рассчитывают весь период разработки месторождения.

6.7. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В связи с вводом в разработку газовых месторождений Западной Сибири в условиях криолитозоны и освоением месторождений с низкой проницаемостью Ю.П. Коротчаев в 1964 г. вводит понятие и методику расчета температурного технологического режима при проектировании разработки и обустройства газовых и газоконденсатных месторождений [19]. В последующем были исследованы газотермодинамические режимы при различных условиях работы скважин [20]. В частности, для обеспечения безгидратной эксплуатации скважин.

Как известно, природный газ как энергоноситель обладает огромным химическим энергетическим потенциалом. При разработке месторождений целесообразно учитывать и физический энергетический потенциал скважины и залежи в целом. Предлагается в качестве физического энергетического потенциала залежи считать произведение извлекаемых запасов газа на пластовое давление, а в качестве физической энергетической мощности скважины произведение рабочего дебита на депрессию.

Рассмотрение работы пласта и скважин с учетом их физических энергетических характеристик позволит осуществлять энергосбережение на всем пути движения газа от пласта до потребителя и более четко учитывать непроизводительные потери давления. Ставится задача рационального использования избыточного давления, имеющегося в начальный период разработки месторождения.

Несмотря на то что химический потенциал природного газа значительно выше физического энергетического потенциала, но учитывая, что уже сегодня газ в топливно-энергетическом балансе России превысил 50 % и его доля будет непременно возрастать в будущем, то разработка методов расчета ТРЭС, учитывающих рациональное использование всего энергетического потенциала природного газа является актуальной задачей.

Другим важным аспектом являются термодинамические и технологические режимы, которые служат основой для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, при которых проводятся расчеты выпадения конденсата в пласте, изменения состава компонентов в процессе разработки.

В этом случае подход с рассмотрением энергетических и химических характеристик и потенциала природного газа представляется весьма целесообразным при расчетах проектирования комплексной разработки газоконденсатных месторождений, рассматривая и оптимизируя в виде единого целого добычу и переработку газа. При этом основная особенность состоит в обеспечении надежных условий работы газоперерабатывающего завода при переменных в процессе разработки объемах добычи конденсата и отдельных компонентов.

Обычно при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений проводятся расчеты только гидродинамических технологических режимов работы скважин, состоящие в определении изменения во времени пластового $p_{пл}(t)$, забойного $p_з(t)$, устьевого $p_у(t)$ давлений и дебита газа $Q(t)$ при условии постоянства градиента, депрессии, давления или дебита.

Температурный технологический режим работы пласта, ствола и наземных сооружений и характер его изменения в процессе разработки, по существу, имеет не менее важное значение для правильной эксплуатации месторождения, так как процессы образования гидратов, выделения конденсата и отделения воды обусловлены температурным режимом. При этом для правильного выбора эксплуатационного оборудования и сооружений недостаточно знаний температурного режима в данный, например, начальный период, а важно знать характер его изменения на всем пути движения газа пласт – газопровод в процессе разработки месторождения [19].

Таким образом, расчет температурного технологического режима сводится к нахождению изменения во времени в процессе разработки температуры в пласте $T_{пл}(t)$, на забое $T_з(t)$, на устье $T_у(t)$, в газопроводе $T_г(t)$, штуцерах, сепараторах, теплообменниках и других сооружениях.

В общем случае $T_{пл}(t)$ будет уменьшаться вследствие расширения газа в процессе разработки. Как показывают расчеты [21], при снижении давления в пласте от 200 до 0,1 МПа пластовая температура изменится всего на 2 °С. Поэтому при расчетах температурного режима без существенной ошибки можно принять $T_{пл}(t) = T_{пл.нач} = \text{const}$. Пластовую температуру можно приближенно оценивать по геотермическому градиенту.

Для дальнейших расчетов воспользуемся методом последовательной смены стационарных состояний. Зная закон изменения во времени $p_{пл}(t)$ и $p_3(t)$ и величину $T_{пл}(t)$, температуру на забое определяем по формуле

$$T_3(t) = T_{пл}(t) - [p_{пл}(t) - p_3(t)]\epsilon(t), \quad (6.105)$$

где $\epsilon(t)$ — коэффициент Джоуля–Томсона находится по энтальпийным диаграммам для данной относительной плотности газа и известных $p_{пл}(t)$ и $p_3(t)$.

Зная величины $p_{пл}(t)$, $p_3(t)$, $T_{пл}(t)$ и $T_3(t)$, можем найти количество конденсата и воды, которое выделяется в пласте и на забое в процессе разработки, исходя из известных изотерм конденсации и графиков влагосодержания при различных p и T . Далее, определив количество жидкости, которое будет оставаться неподвижной в пласте, исходя из данных фазовой проницаемости, найдем изменение дебита воды и конденсата, поступающих из пласта в процессе разработки месторождения.

Температуру газа на устье скважины $T_y(t)$ для каждого момента времени t , которому соответствуют $p_3(t)$, $p_y(t)$ и $Q(t)$, находим по формуле

$$T_y(t) = T_{пл}(t) + [T_3(t) - T_{пл}(t)]e^{-\varphi(t)L} - \omega L + \\ + \frac{1}{\varphi(t)} \left[\omega - \epsilon \frac{p_3(t) - p_y(t)e^s}{L} \right] (1 - e^{-\varphi(t)L}), \quad (6.106)$$

где $\varphi = \frac{K\pi d\rho}{Q(t)c_p}$; $S = 0,03415 \frac{L\bar{\rho}}{T_{cp}z_{cp}}$; ω — геотермический

градиент; L — глубина скважины; K — коэффициент теплопередачи; d — диаметр ствола скважины; c_p — весовая теплоемкость газа при постоянном давлении; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; ρ — плотность газа;

$T_{cp} = \frac{T_y(t) + T_3(t)}{2}$; z_{cp} — коэффициент сверхсжимаемости при

T_{cp} и $p_{cp} = \frac{p_y(t) + p_3(t)e^s}{2}$.

Изменение средней температуры в стволе скважины в процессе разработки находим по формуле

$$T_{cp}(t) = T_{пл}(t) + \frac{T_3(t) - T_{пл}(t)}{\phi L} (1 - e^{-\phi L}) - \frac{\omega L}{2} + \frac{1}{\phi^2 L} \left[\omega - \varepsilon \frac{p_3(t) - p_y(t)e^s}{L} \right] (\phi L + e^{-\phi L} - 1). \quad (6.107)$$

Если средняя температура в стволе скважины, определенная по формуле (6.107), отличается от T_{cp} , принятой для расчета $p_y(t)$, то значение $p_y(t)$ следует уточнить.

Надо отметить, что часто при расчетах пластовых давлений по барометрической формуле за устьевую температуру принимают: определенную по геотермическому градиенту на уровне нейтрального слоя, т.е. среднегодовую для данного района, или максимальную на устье, полученную при исследовании скважин.

Если скважина перед измерением статического давления простаивала несколько месяцев, то за устьевую температуру следует брать среднегодовую для данного района. Если же измерения давления проводятся непосредственно после длительной эксплуатации, то в качестве устьевого следует принимать температуру на устье, получаемую при эксплуатации. При измерении статического давления после короткого периода работы скважины, например при исследовании, необходимо устьевую температуру брать с учетом периода исследований и, как правило, при исследовании в течение нескольких часов в качестве устьевого температуры следует принимать температуру на устье, полученную при наименьшем повторном режиме.

Характер изменения температуры газа в коллекторе или газопроводе определим по формуле

$$T_r(t) = T_{гр} + [T_y(t) - T_{гр}] e^{-\phi(t)L_1} - \varepsilon \frac{p_y(t) - p_1(t)}{L_1 \phi(t)} (1 - e^{-\phi(t)L_1}), \quad (6.108)$$

где $T_{гр}$ — температура грунта; L_1 — длина коллектора; $p_1(t)$ — давление в конце коллектора.

При расчетах по формуле (6.108) необходимо учитывать, что $T_{гр}$ будет зависеть от сезонных колебаний температуры, а для длинных магистральных газопроводов будет переменной на различных участках в один и тот же период времени.

Зная величины $p_y(t)$ и $T_y(t)$ по изотермам конденсации и графикам влагосодержания, определяем количество конденсата и воды, которое будет выделяться в стволе скважины и газопроводе в процессе разработки месторождения. Таким образом можем определить изменение дебитов конденсата и воды в процессе разработки месторождения на выходе газа из коллектора.

Кроме того, определив закон изменения $p(t)$ и $T(t)$, далее можем найти условия и место образования гидратов и характер их изменения в процессе разработки по стволу скважины и газопроводу.

Если в конце коллектора установлен штуцер, то характер изменения температуры после штуцера определим по формуле

$$T_2(t) = T_1(t) - [p_1(t) - p_2(t)]\epsilon(t), \quad (6.109)$$

где $p_2(t)$ — давление после штуцера.

Обычно в течение длительного периода времени соблюдается $p_2(t) = \text{const}$, и со временем температура $T_2(t)$ будет приближаться к величине $T_1(t)$.

Аналогично, зная закон изменения $T_1(t)$ и $p_1(t)$ по известным формулам для теплообменных аппаратов и формуле (6.109), рассчитываем эффективность работы низкотемпературной сепарации во времени и необходимость увеличения поверхности теплообменников по мере снижения давления и период перехода на применение холодильных машин и других аппаратов. Подобным же образом, исходя из формулы (6.108), находим изменение распределения температуры в процессе разработки по газосборным сетям иной конфигурации, чем прямолинейный коллектор. При расчете температурного режима магистрального газопровода в формуле (6.108), начиная с определенного периода времени, должно быть учтено повышение температуры $T_1(t)$ при установке компрессорной станции и соответственно рассчитано изменение температурного режима работы.

Комплексное рассмотрение гидродинамического и термодинамического технологических режимов работы скважин и наземных сооружений в течение всего или основного периода разработки газового или газоконденсатного месторождения позволит правильно выбирать эксплуатационные колонны и НКТ, коллекторы и другие наземные сооружения, определять для каждого периода разработки наиболее оптимальные конструкции и

своевременно заменять устаревшее оборудование, которое было эффективным для одного периода и не обеспечивает условия нормальной эксплуатации для другого.

6.8. РЕЖИМ “БЕЗГИДРАТНОЙ” ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В РАЙОНАХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

В связи с эксплуатацией группы крупных месторождений на севере Тюменской области при их разработке потребовался учет специфических условий распространения многолетней мерзлоты. Эти условия требуют нового подхода к решению ряда проблем разработки, добычи и транспорта газа.

Одной из главных проблем, без решения которой невозможно обеспечить добычу газа, является борьба с гидратообразованием и растеплением и замерзанием пород в скважинах.

В районах северной мерзлотной зоны, где расположены такие месторождения, как Ново–Портовское, Тазовское, Заполярное, развита преимущественно монолитная толща многолетней мерзлоты мощностью около 300–400 м. Среднегодовая температура многолетнемерзлых пород изменяется в пределах минус 1–5 °С.

В районах северной подзоны центральной зоны (Урен–гойское и Губкинское месторождения) развита в основном двухслойная мерзлота. Ориентировочно мощность многолетней мерзлоты в районе р. Пур равна 200–250 м.

Ввиду того, что температуры пород на глубинах 200–300 м от дневной поверхности оказываются ниже равновесной температуры гидратообразования, при малых дебитах газа возможно образование пробок.

Надо отметить, что мерзлотно–геологические условия территории газовых месторождений различны. Учитывая указанное обстоятельство, необходимо, чтобы все расчеты базировались на данных непосредственных измерений в скважинах.

Поскольку тепловой режим скважин существенно зависит от их дебита, в ряде случаев можно определить такие предельные дебиты, выше которых будет обеспечен “безгидратный” режим эксплуатации месторождения без подачи ингибитора гидратообразования на забой скважины.

Для выяснения условий гидратообразования в стволе газовых скважин и обоснованного выбора технологического оборудования промысловых сооружений необходимо

выполнить расчеты тепловых режимов скважин в течение основного периода разработки. Эти расчеты позволят определить пределы изменения допускаемых дебитов газовых скважин, при которых исключается гидратообразование.

Если к моменту составления проекта разработки месторождения отсутствуют достоверные данные, необходимые для тепловых расчетов (геотермический градиент и теплофизические свойства пород), то выполняют прогнозные расчеты, которые корректируют после получения необходимых данных.

Расчеты стационарных тепловых режимов скважин проводились для системы уравнений, описывающей стационарное неизотермическое течение реального газа [23]:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dp}{dX} &= b_1 \frac{T}{p} + b_2 \frac{p}{T}; \\ \frac{dT}{dX} &= a_1 \frac{dp}{dX} a_2 + a_3 (T_{пл} - \Gamma_{(x)} - T), \end{aligned} \right\} \quad (6.110)$$

при начальных условиях:

$$x = 0; p = p_3; T = T_3,$$

где

$$b_1 = \frac{\lambda G^2 z R}{2 g f^2 D};$$

$$b_2 = \frac{1}{z R};$$

$$a_1 = \varepsilon / c_p;$$

$$a_2 = 1 / c_p;$$

$$a_3 = \frac{K \cdot П \cdot Д}{G c_p}.$$

p – давление; T – температура; ε – коэффициент Джоуля – Томсона; G – массовый дебит; D, f – диаметр и площадь сечения скважин соответственно; c_p – изобарная теплоемкость газа; R – газовая постоянная, $\Gamma(X)$ – геотермический градиент; K – коэффициент теплопередачи от газа в породу; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; z – средний коэффициент сжимаемости.

На рис. 6.6 приведены кривые изменения температуры газа вдоль ствола скважины при различных значениях K на 1, 2, 4, 6, 8 и 10-й годы разработки месторождения. Здесь же построены равновесные кривые гидратообразования. Выше этих точек термодинамические условия таковы, что возможно образование гидратов.

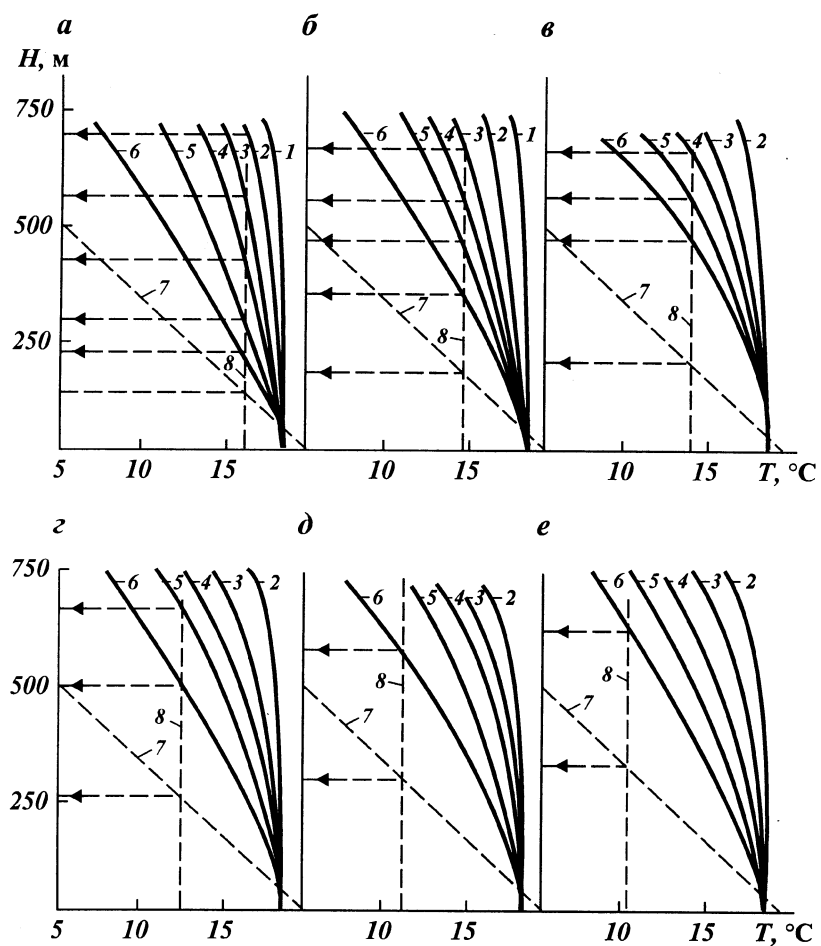


Рис. 6.6. Изменение температуры по глубине скважин при различных значениях коэффициента теплопередачи ($Q = 700$ тыс. $m^3/сут$):
 1 - $K = 0$; 2 - $K = 5$; 3 - $K = 10$; 4 - $K = 15$; 5 - $K = 20$; 6 - $K = 50$ ккал/ $(m^2 \cdot ч \cdot град)$; 7 - геотермический градиент; 8 - равновесная температура гидратообразования; а, б, в, г, е - годы разработки соответственно 1, 2, 4, 6, 8, 10-й

Следует отметить, что все реально возможные температурные кривые $T(X)$ находятся в поле, ограниченном кривыми $K = 0$ и $K = 50$ ккал/ $(m^2 \cdot ч \cdot град)$.

Наибольшая опасность гидратообразования имеется, таким образом, в первые два года эксплуатации скважин.

Как показали расчеты, на высоту зоны гидратообразования существенное влияние оказывает геотермический градиент $\Gamma(X)$. На рис. 6.7 показаны кривые изменения температуры газа вдоль ствола скважины при $\Gamma = \text{const}$ (кривая 1) и $\Gamma = \Gamma(X)$ (кривая 2).

Здесь же даны кривые распределения температур естественного поля земли (кривые 3 и 4) и гидратообразования (кривая 5).

Как видно (см. рис. 6.7) для случая, когда геотермический градиент зависит от X (кривая 3), зона гидратообразования будет больше примерно на 150 м.

Распределение температур и давлений вдоль ствола скважин имеет вид [25]

$$T = T^* + (T_3 - T^*) \exp(-a_3 X) - \Gamma(X) - \mu \exp(\xi p^2) \times \\ \times [\operatorname{erf}(p_3 \sqrt{\xi}) - \operatorname{erf}(p \sqrt{\xi})]; \quad (6.111)$$

$$p^2 = p^2 \exp\left(-\frac{2b_2 X}{T}\right) - \frac{b_1 T^2}{b^2} \left[1 - \exp\left(-\frac{2b_2 X}{T}\right)\right], \quad (6.112)$$

где

$$\mu = \frac{a_1 \sqrt{\pi}}{2\sqrt{\xi}};$$

$$\xi = \frac{a_3}{C_1};$$

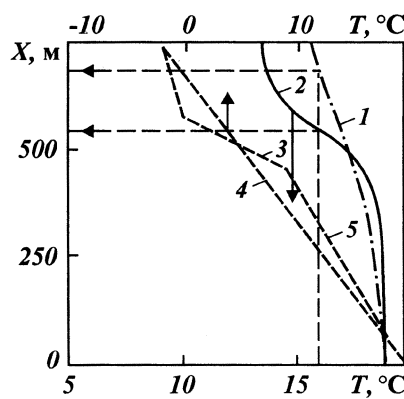
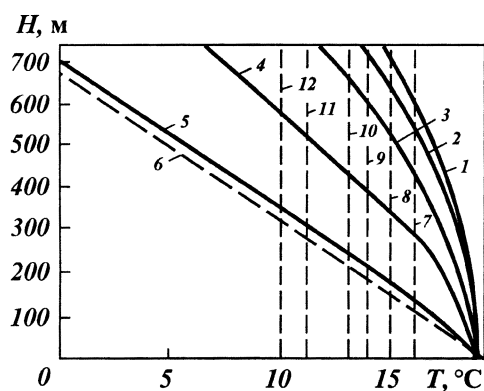


Рис. 6.7. Сравнение распределения температуры вдоль ствола скважины при различных геотермических градиентах

Рис. 6.8. Изменение температуры по стволу скважины при различных дебитах
($K = 10$ ккал/($m^2 \cdot \text{ж} \cdot \text{град}$)): 1–5 – соответствуют $Q = 700, 500, 300, 100, 10$ тыс. $m^3/\text{сут}$; 6 – геотермический градиент; 7–12 – равновесные кривые гидратообразования соответственно в 1, 2, 4, 6, 8 и 10-й годы разработки месторождения



$$C_1 = \frac{2p_3 b_2}{T} + 2b_1 T;$$

$$T^* = T_{пл} - \frac{a_2}{a_3} + \frac{G}{a_3}; \quad T = \frac{T_3 + T_y}{2};$$

остальные обозначения даны выше.

Для определения допустимых (с точки зрения исключения гидратообразования) дебитов газовых скважин Губкинского месторождения на различные моменты его разработки проведены расчеты проектной скважины при вариации дебитов $(10 - 700) 10^3 m^3/\text{сут}$.

Результаты расчетов приведены на рис. 6.8. С увеличением дебита депрессия температуры вдоль ствола скважины уменьшается. Но в связи с падением давления в процессе разработки месторождения возможно снижать дебиты до некоторых значений без гидратообразования. Для определения пределов изменения допустимых дебитов скважин исследована зависимость температуры на устье от дебита скважины. Точки пересечения кривых гидратообразования на каждый год разработки и устьевой температуры определяют минимально возможные дебиты скважин, при которых исключается гидратообразование.

На рис. 6.9 дана кривая зависимости минимально допустимых дебитов в период разработки месторождения (кривая 1). Здесь же нанесена прямая 2, соответствующая выбранному проектному дебиту скважин. Вправо от точки А выше кривой 1 гидратообразование исключается, влево от

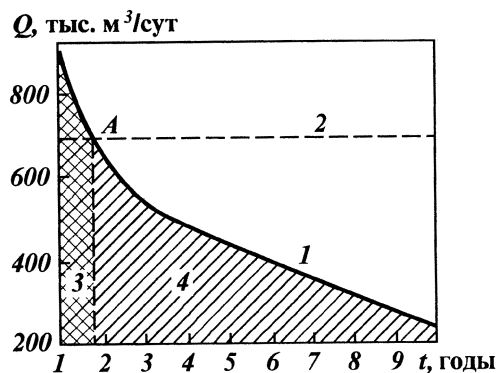


Рис. 6.9. Изменение допустимого дебита скважин, при котором исключается гидратообразование в процессе разработки месторождения: 1 — линия допустимых дебитов; 2 — проектный дебит; 3, 4 — зоны гидратов

точки А дебиты выше проектных, поэтому будет гидратообразование.

Таким образом, выбранный рабочий дебит проектной скважины обеспечивает безгидратный режим скважин только во второй и следующие годы разработки Губкинского месторождения; в первые два года необходимо, чтобы дебиты скважин были порядка 1 млн. м³/сут. Эти данные справедливы для условий нормальной эксплуатации скважин, т.е. без их остановок. Если учесть прогрев пород вокруг скважины в процессе эксплуатации, например взять коэффициент теплопередачи по формуле И.А. Чарного [26], то можно убедиться, что с течением времени депрессия температур вдоль ствола скважины уменьшается (рис. 6.10), т.е. условия гидратообразования становятся менее жесткими. Следовательно, рассчитанные выше дебиты скважин имеют некоторый запас, связанный с недостоверностью исходной

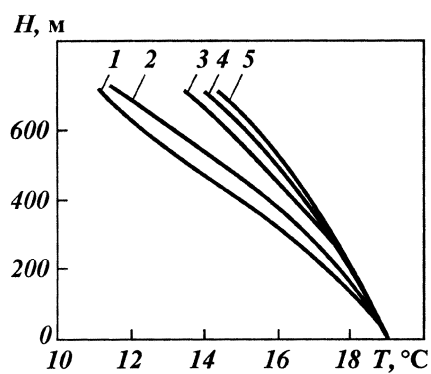


Рис. 6.10. Изменение температуры газа по стволу скважины при различном времени работы, ч: 1 — 24; 2 — 120; 3 — 240; 4 — 720; 5 — 2000

информации.

В связи с сооружением газовых скважин в криолитозоне необходимо определить максимально возможные дебиты, при которых обеспечивается режим их "безгидратной" эксплуатации. При малых и очень больших дебитах скважины температура газа может стать ниже равновесной температуры гидратообразования. Таким образом, существует диапазон допустимых дебитов скважины, при которых не происходит гидратообразование.

Чтобы определить указанный диапазон, следует решить совместно уравнения для распределения температуры газа на устье скважин и гидратообразования [27]. Формулы для расчета теплового режима скважины имеют вид (6.111) и (6.112).

В качестве контрольной точки выбираем устье скважины, т.е. будем предполагать, что режим "безгидратной" эксплуатации обеспечивается, если $T_y > T_{\text{гидр}}$, где $T_{\text{гидр}}(Q)$ – равновесная температура гидратообразования.

Температуру газа на устье скважины определим из уравнения (6.111), допустив, что $X = H$, т.е. на глубине скважины:

$$T_y = T^* + (T_3 - T^*) \exp(-a_3 H) - \Gamma H - \mu \exp(\xi p_y^2) \times \\ \times [\operatorname{erf}(p_3 \sqrt{\xi}) - \operatorname{erf}(p_y \sqrt{\xi})], \quad (6.113)$$

где p_y находят из уравнения (6.112) при $X = H$.

Значение дебита, при котором T_y достигает максимума ($Q_{\text{опт}}$), можно определить из уравнения $\partial T_y / \partial Q = 0$. Нетрудно убедиться, что дифференцирование обеих частей уравнения (6.113) по Q приводит к сложному трансцендентному уравнению, решение которого можно получить только графически или подбором.

Для наглядности целесообразно построить кривые $T_y = f_1(Q)$ и $T_{\text{гидр}} = f_2(Q)$ и найти точки их пересечения, а также максимум функции $f_1(Q)$, т.е. оптимальное значение дебита, при котором T_y достигает максимума.

С увеличением дебита теплообмен газа с породой возрастет. Температура газа на устье скважины также повышается до некоторой предельной величины. С дальнейшим ростом дебита потери напора увеличиваются

настолько, что снижение температуры за счет эффекта Джоуля – Томсона превалирует над теплообменом и температура газа снижается. При значительных дебитах скважин необходимо учитывать дроссель – эффект.

Точность указанных расчетов в значительной степени зависит от достоверности принятых значений коэффициента теплопередачи и геотермического градиента. Для проведения прогнозных расчетов следует использовать значения K , полученные обработкой данных натуральных исследований скважин.

6.9. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ

При испытании скважин ряда месторождений на приток наблюдалось образование гидратов не только в стволах скважин, но и непосредственно в призабойной зоне пласта.

Анализ результатов испытания газовых скважин Мессояхского месторождения показал, что нормальную работу скважин с устойчивым дебитом можно обеспечить лишь на тех режимах испытания, на которых призабойная температура газа (т.е. температура его сразу за пределами перфорированной части обсадной колонны) будет не ниже соответствующей данному режиму равновесной температуры гидратообразования. Вполне закономерно, что соблюдение этого условия явится также предпосылкой для длительной и устойчивой работы эксплуатируемой скважины без образования гидратов в призабойной зоне пласта, хотя при этом и не исключается ввод в скважину ингибитора для борьбы с гидратами в ее стволе.

Режим работы скважины, при котором призабойная температура газа должна быть выше равновесной температуры гидратообразования, назовем режимом безгидратной работы пласта. Далее излагается способ его расчета с определением максимально допустимых дебитов, предельных пластовых депрессий и забойных давлений данного режима.

Расчет может быть использован при проектировании разработок месторождений Крайнего Севера и определении технологических условий работы газовых скважин.

Так как составлению проекта разработки и вводу скважин в эксплуатацию предшествуют разведочные работы на месторождении, то химический состав газа, коллекторские свойства и продуктивная характеристика газонасыщенного пласта являются известными.

Из определения режима безгидратной работы пласта следует, что граничными условиями для его расчета должны быть соотношения

$$T_c = T_p; p_c = p_p, \quad (6.114)$$

где T_c – призабойная температура газа, °С; p_c – призабойное давление газа, МПа; T_p – равновесная температура гидратообразования, °С; p_p – равновесное давление гидратообразования, МПа.

Предельное изменение призабойной температуры вследствие дроссельного процесса при движении газа в пласте, согласно работе [21], определяется в первом приближении формулой

$$T_c = T_{пл} - \varepsilon_{ср}(p_{пл} - p_c), \quad (6.115)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, °С; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $\varepsilon_{ср}$ – среднеинтегральный по области дренажной зоны коэффициент Джоуля – Томсона,

$$\varepsilon_{ср} = \frac{\int_{p_c}^{p_{пл}} \varepsilon dp}{p_{пл} - p_c}. \quad (6.116)$$

Необходимо отметить, что из-за большой теплоемкости скелета пласта призабойная температура газа в течение начального периода работы скважины сохраняется выше предельной, а тепловой режим является неустановившимся. Однако в прогнозных расчетах на длительный срок эксплуатации скважин целесообразно допустить, что тепловой режим является установившемся. Это существенно упрощает расчеты, а также повышает надежность их результатов, так как ориентирует проектные расчеты на худший случай.

Пластовое давление к моменту времени τ можно определить по преобразованной формуле (6.115) с учетом граничных условий (6.114)

$$p_{пл}(\tau) = \frac{T_{пл} - T_p}{\varepsilon_{ср}} + p_p. \quad (6.117)$$

Решая уравнение (6.117) совместно с уравнениями фильтрации газа к скважине (1.2) или (1.7), получим формулы для расчета максимально допустимого дебита газа $Q(\tau)$ при безгидратной работе пласта.

При дебитах $Q \leq Q_{кр}$ будет

$$Q(\tau) = \frac{1}{a} \left[\left(\frac{T_{пл} - T_p}{\epsilon_{ср}} + p_p \right)^2 - p_c^2 \right]. \quad (6.118)$$

При дебитах газа $Q > Q_{кр}$ значение $Q(\tau)$ находится методом итераций из формулы

$$\begin{aligned} \left(\frac{T_{пл} - T_p}{\epsilon_{ср}} + p_p \right)^2 - p_c^2 &= aQ(\tau) - \bar{b}Q_{кр}Q(\tau) + \bar{b} \times \\ &\times \left[Q(\tau) - Q_{кр} \ln \frac{Q(\tau)}{Q_{кр}} \right] Q(\tau). \end{aligned} \quad (6.119)$$

Необходимо отметить, что зависимость правых частей уравнений (6.117) – (6.119) от времени τ выражена в неявной форме, через заданные значения p_p и T_p , относящиеся к различным, пока еще неизвестным, моментам времени τ .

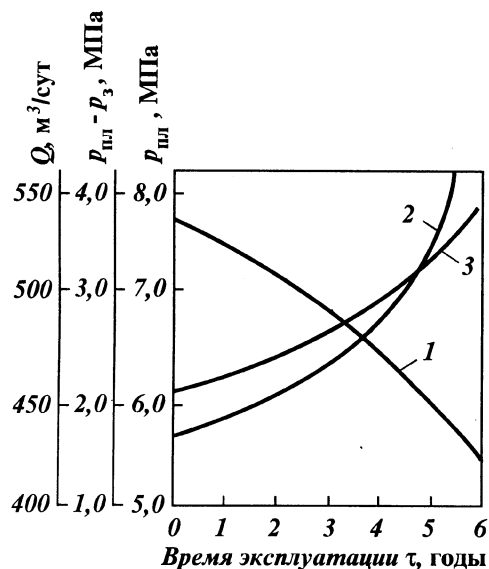
Однако при проектировании разработки изменение во времени пластового давления в залежи находится по заданным отборам независимо от показателей технологического режима работы газовых скважин.

Таким образом, зависимость среднего пластового давления в залежи от времени $p_{пл} = \varphi(\tau)$ следует считать известной. Так как любому пластовому давлению соответствуют свои значения $p_c = p_p$ и $Q(\tau)$, определяемые из формул (6.117) – (6.119), то их изменения легко увязываются со временем эксплуатации месторождений на истощение. В свою очередь по найденным призабойном и пластовом давлениям, а также дебиту газа можно определить все остальные технологические показатели эксплуатации скважины при безгидратной работе пласта (забойное и устьевое давления, пластовую депрессию и т.д.).

По данной методике были проведены расчеты основных технологических показателей эксплуатации скважины при безгидратной работе пласта по Мессояхскому газовому месторождению.

Рис. 6.11. Основные показатели технологического режима эксплуатации скважин Мессояхского месторождения при безгидратной работе пласта:

1 — пластовое давление;
 2 — депрессия; 3 — дебит газа



Как видно из рис. 6.11, эксплуатация газовой скважины на режиме безгидратной работы пласта характеризуется быстрым возрастанием предельной пластовой депрессии (с 1,91 до 4,22 МПа) в первые пять лет разработки месторождения. Это обусловлено снижением равновесной температуры гидратообразования по мере падения пластового давления в залежи с чисто газовым режимом. Так как $p_{\text{фог}}^2 - p_{\text{с}}^2$ возрастает во времени, то и предельный дебит безгидратной работы пласта также увеличивается независимо от абсолютных значений фильтрационных коэффициентов a и \bar{b} и критического дебита $Q_{\text{кр}}$, которыми определяются лишь темпы роста $Q(\tau)$ и начальное значение его для $\tau = 0$.

Для приводимых в примере значений этих коэффициентов предельный дебит в течение первых пяти лет разработки возрастает примерно на 20 % (с 464 при $\tau = 1,2$ года до 530 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при $\tau = 5,6$ года).

Температура газа при прохождении его через отверстия перфорации заметно снижается. Это обуславливает образование гидратов непосредственно в забойной части ствола скважины и выше.

Таким образом, при эксплуатации скважины на режиме безгидратной работы пласта забойная температура газа может быть значительно ниже равновесной, и тем не менее в пласте гидраты образовываться не будут, а нормальная работа скважины обеспечится либо при подаче в поток газа на забое антигидратного ингибитора, либо путем повышения различными способами температуры газа в стволе скважины.

В таком случае контроль за соблюдением данного технологического режима можно осуществить поддержанием дебита газа и забойного давления на заданном значении, зависящем от пластового давления. Эта зависимость рассчитывается с помощью предлагаемой методики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 6

1. *Стрижов И.Н., Ходанович И.Е.* Добыча газа. — М.: Гостоптехиздат, 1946.
2. *Лапук Б.Б.* Теоретические основы разработки месторождений природных газов. — М.: Гостоптехиздат, 1948.
3. *Левыкин Е.В.* Установление рационального режима эксплуатации газовых скважин. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1953.
4. *Лапук Б.Б.* Некоторые вопросы научных основ разработки газовых месторождений. О технологическом режиме эксплуатации газовых скважин. Развитие газовой промышленности СССР. — М.: Гостоптехиздат, 1960.
5. *Смирнов А.С., Ширковский А.И.* Добыча и транспорт газа. — М.: Гостоптехиздат, 1957.
6. *Коротаев Ю.П., Зотов Г.А.* Расчеты технологических режимов работы газовых скважин по методу последовательной смены стационарных состояний // Тр. ин-та / ВНИИГАЗ. — 1960. — Вып. 9(17).
7. *Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П.* Технологический режим работы газовых скважин. — М.: Недра, 1978.
8. *Козлов В.Г.* Периоды разработки газовых месторождений и этапы развития ДКС // НТО. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. 1981. — Вып. 10.
9. *Ширковский А.И., Латонов В.В., Сахарова В.К.* Влияние режима эксплуатации пласта на диаметр эксплуатационной скважины (обсадной колонны) и систему транспорта газа // Тр. ин-та / МИНХ и ГП. — 1964. — Вып. 48.

10. *Кортаев Ю.П.* О расчете технологических режимов эксплуатации и обработки результатов исследования скважин по степенной формуле // Экспресс – информ. – 1992. – Вып. 5.
11. *Кортаев Ю.П.* Исследование и режимы эксплуатации скважин. – М.: изд. ВНИИЭГАЗПРОМ, 1991.
12. *Кортаев Ю.П.* Избранные труды. Т. 1. – М.: Недра, 1996.
13. *Минский Е.М., Бурштейн М.Л.* Приближенный расчет притока газа к скважине, дренирующей одновременно несколько газоносных пластов // Тр. ин – та / ВНИИГАЗ. – 1956. – Вып. VIII.
14. *Фиш М.Л.* К вопросу о совместной эксплуатации двух газоносных пластов одной скважиной // Тр. ин – та / ВНИИГАЗ. – 1960. – Вып. 9/17.
15. *Гацулаев С.С.* О расчете разработки многопластового месторождения с газовым режимом // Тр. ин – та / ВНИИГАЗ. – 1964. – Вып. 19/27.
16. *Зотов Г.А.* Приближенное решение первой фазы нестационарной фильтрации реального газа в пласте, параметры которого зависят от давления // НТС по геологии, разработке и транспорту природного газа. – 1963. – Вып. 1.
17. *Лейбензон А.С.* Собрание Трудов, т. 11. – М.: Изд – во АН СССР, 1953.
18. *Минский Е.М., Малых А.С.* О центральном расположении скважин (на примере Северо – Ставропольского газового месторождения) // Тр. ин – та / ВНИИГАЗ. – 1963. – Вып. 18/26.
19. *Кортаев Ю.П.* Приближенная методика расчета температурного технологического режима при проектировании разработки и обустройства газовых и газоконденсатных месторождений // Тр. ин – та / ВНИИГАЗ. – 1964. – Вып. 19(27).
20. *Кортаев Ю.П., Кривошеин Б.Л., Новаковский В.Н.* Термогазодинамика газопромысловых систем. – М.: Недра, 1991.
21. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.
22. *Кортаев Ю.П., Тагиев В.Г., Гергедава Ш.К.* Системное моделирование оптимальных регионов эксплуатации объектов добычи природного газа. – М.: Недра, 1989.
23. *Кортаев Ю.П., Кривошеин Б.Л.* Режим “безгидратной” эксплуатации месторождений в районах многолетней мерзлоты // Газовое дело / ВНИИОЭНГ. – 1968. – № 5.
24. *Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа.* – М.: Недра, 1965.
25. *Кортаев Ю.П.* Методы исследования пластов и скважин и проектирования разработки газовых месторождений: Докторская дис. – М.: ВНИИ, 1966.
26. *Чарный И.А.* Изв. ОТН АН СССР. – 1948. – № 2.
27. *Кортаев Ю.П., Кривошеин Б.Л.* Определение допустимых дебитов скважин при опасности образования гидратов // Газовое дело / ВНИИ – ОЭНГ. – 1968. – № 7.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПРОЯВЛЕНИЯ ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА

7.1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Большая часть месторождений природного газа разрабатывается в условиях водонапорного режима.

Разработка газовых залежей в условиях водонапорного режима характеризуется защемлением газа водой в пористой среде, неравномерным продвижением воды по площади и разрезу и преждевременным обводнением добывающих скважин. Это вызывает осложнения при добыче газа и приводит к ухудшению технико-экономических показателей разработки. Особенности проявления водонапорного режима выражаются в защемлении газа водой за фронтом вытеснения, перемещении контура газоносности, интерференции газовых залежей, приуроченных к единой водонапорной системе, изменении фазовой проницаемости для воды в обводненной части пласта. Вытеснение газа водой приводит к микрозащемлению газа на уровне отдельных пор, а для неоднородных пористых к макрозащемлению на уровне крупных блоков пласта, приуроченных, как правило, к зонам пониженной проницаемости. Защемление газа водой приводит к снижению газоотдачи и обводнению скважин.

В общем случае газоотдача обводняющегося месторождения зависит от насыщенности микрозащемленного и макрозащемленного газа и размеров обводненной зоны.

Определение основных показателей разработки месторождений при упруговодонапорном режиме проводится обычно как для моделей квазиоднородного, так и неоднородного пластов [1, 2].

При известном количестве поступившей в залежь пластовой воды q_v порядок расчета основных показателей разработки однородных газовых залежей практически не отличается от порядка расчетов при газовом режиме залежи. Разница состоит только в том, что объем порового пространства залежи в этом случае будет уменьшаться и для расчетов следует применять соответствующие уравнения материального баланса.

Запись уравнения материального баланса для водонапорного режима газовой залежи имеет вид:

$$\frac{\tilde{\alpha}\Omega_{\text{н}}p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} = \frac{\tilde{\alpha}\Omega(t)\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} + p_{\text{ат}}fQ_{\text{доб}}(t) + \tilde{\alpha}_{\text{ост}}[\tilde{p}_v(t)][\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)]\frac{\tilde{p}_v(t)}{z[\tilde{p}_v(t)]}, \quad (7.1)$$

где $\Omega(t)$ — текущее значение порового пространства газовой залежи; $\tilde{\alpha}_{\text{ост}}[\tilde{p}_v(t)]$ — коэффициент газонасыщенности в обводненной зоне пласта (отношение защемленного при давлении $\tilde{p}_v(t)$ и температуре $T_{\text{пл}}$ объема газа к общему поровому объему обводненной зоны пласта); $\tilde{p}_v(t)$ — среднее текущее пластовое давление в обводненной зоне пласта; $z[\tilde{p}(t)]$ — коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых условиях; $f = T_{\text{пл}}/T_{\text{ст}}$; $Q_{\text{доб}}(t)$ — добытое количество газа ко времени t , приведенное к атмосферному давлению и стандартной температуре (20 °C).

В общем виде дифференциальное уравнение истощения газовой залежи при водонапорном режиме выглядит следующим образом:

$$Q(t) = -\frac{1}{p_{\text{ат}}f} \frac{d}{dt} \left[\frac{\tilde{\alpha}\Omega(t)\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} \right] - \frac{1}{p_{\text{ат}}f} \frac{d}{dt} \left\{ \tilde{\alpha}_{\text{ост}}[\tilde{p}_v(t)][\Omega_{\text{н}} - \Omega(t)]\frac{\tilde{p}_v(t)}{z[\tilde{p}_v(t)]} \right\}. \quad (7.2)$$

Текущий газонасыщенный объем в залежи с проявлением водонапорного режима определяется уравнением

$$\tilde{\alpha}\Omega(t) = \tilde{\alpha} \left[\Omega_{\text{н}} - \frac{Q_v(t)}{\tilde{\alpha} - \tilde{\alpha}_{\text{ост}}[\tilde{p}_v(t)]} \right], \quad (7.3)$$

где $Q_v(t)$ — суммарное количество воды, поступившей в залежь на рассматриваемый момент времени t . Использование уравнений (7.1) и (7.2) с учетом уравнения (7.3) приводит к необходимости определения $\tilde{p}_v(t)$ и $\tilde{\alpha}_{\text{ост}}[\tilde{p}_v(t)]$.

Для нахождения упрощенной формы уравнения материального баланса при проявлении водонапорного режима газовой залежи принимается

$$\tilde{p}_b(t) \cong \tilde{p}(t). \quad (7.4)$$

Условие (7.4) означает, что газ в обводненной зоне пласта защемляется при давлении, равном среднему давлению в залежи (т.е. несколько занижается истинное значение $p_b(t)$).

Упрощенная форма уравнения материального баланса для водонапорного режима газовой залежи с учетом формул (7.3), (7.4) имеет вид

$$\tilde{p}(t) = \frac{z[\tilde{p}(t)]}{\bar{\alpha}\Omega_H - Q_b(t)} \left[\frac{p_H \bar{\alpha}\Omega_H}{z_H} - p_{ат} f Q_{доб}(t) \right]. \quad (7.5)$$

Дифференциальное уравнение истощения газовой залежи, полученное в результате дифференцирования (7.5), имеет вид

$$Q(t) = -\frac{1}{p_{ат}} \frac{d}{dt} \left\{ \frac{[\bar{\alpha}\Omega_H - Q_b(t)] \tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} \right\}. \quad (7.6)$$

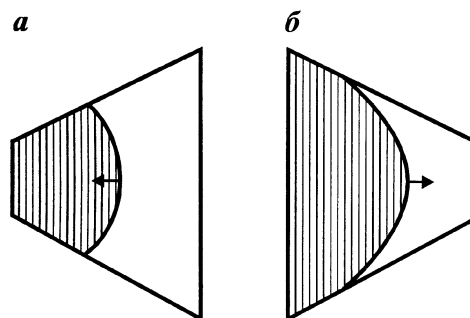
Исторически решение задач разработки газовых залежей при упруговодонапорном режиме началось с создания теории укрупненной скважины [1, 2].

7.2. ОСНОВЫ МИКРОЗАЩЕМЛЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ

Экспериментальные данные о микрозащемлении газа в пористой среде приводятся в работах [4–7]. Статистические данные о микрозащемлении газа изучались и в ходе численного моделирования двухфазного вытеснения в решеточных моделях пористых сред [8–12]. Одним из важнейших результатов является то, что данные о защемлении газа жидкостью практически не отличаются от тех, которые получены в экспериментах для смеси "жидкость – жидкость" [13–15], в которых вытесняющая фаза является более вязкой, если только поверхностное натяжение не слишком мало. На микроуровне процесс защемления слабо зависит от динамических характеристик течения и в основном определяется геометрическими параметрами порового пространства.

В связи с этим появляется возможность эффективного описания процесса целикообразования в рамках геометрических подходов. Теоретическими работами, в которых созданы аналитические методы описания целиков в поровом пространстве, являются [16–21].

Рис. 7.1. Пора, не заполняемая (а) и заполняемая (б) водой



Теория микрозатемления газа водой в пористой среде была рассмотрена М.Б. Панфиловым на базе вероятностных методов перколяции [3, 18, 19, 22].

Рассматриваются величины насыщенности газом, остающейся в порах после вытеснения газа водой, как функции структуры порового пространства. Для ее решения требуется прежде всего определить, в каких типах пор защемляется газ. На микроуровне при вытеснении газа водой газ остается в тех порах, в которые вода не может проникнуть. Например, на рис. 7.1 показана пора, в которую вода не может проникнуть слева из-за того, что капиллярная сила на мениске препятствует вторжению (а), и пора, которую вода слева легко заполняет (б) [22].

Поровое пространство представлено в виде решетки ка-

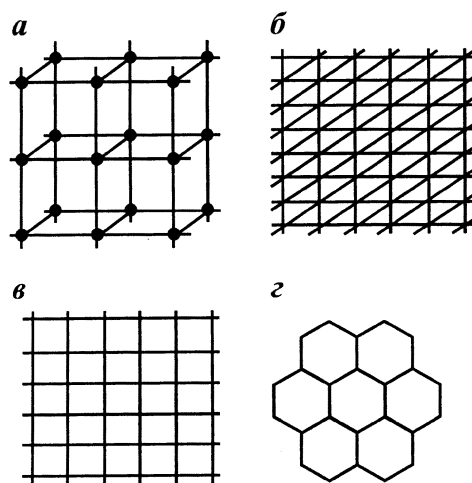


Рис. 7.2. Типы решеток, моделирующих поровое пространство

пильяров, являющихся ее звеньями. Решетка характеризуется своим координационным числом κ — числом звеньев, выходящих из одного узла. Имеет место: $\kappa = 6$ — для кубической пространственной (рис. 7.2, а) и плоской треугольной (рис. 7.2, б) решеток, $\kappa = 4$ — для квадратной плоской решетки (рис. 7.2, в), $\kappa = 3$ — для гексагональной ("сотовой") решетки (рис. 7.2, г).

Фундаментальное соотношение теории перколяции, показывающее, что разрыв газового кластера наступает при конечных концентрациях газовых пор:

$$p_* = \frac{1}{\kappa - 1}.$$

Величина p_* меняется от $1/5$ для кубических и треугольных решеток до $1/2$ для гексагональных решеток. Она напрямую связана с остаточной газонасыщенностью S .

Насыщенность микрозащемленного газа предлагается определять по формуле [22]

$$S = \frac{1}{9,45m - 1}.$$

Более строгое соотношение получено в работе [16] на базе более строгой теории, где рассматриваются конические поры, любая из которых может быть не заполняемой водой лишь с одной стороны:

$$S = \frac{24}{5\bar{\kappa}} (1 - p_*)^2 \left\{ 1 + \frac{6}{5} \frac{(2p_* - 1)}{5\bar{\kappa}p_*} \right\}, \quad (7.7)$$

где $\bar{\kappa} \equiv 4m(r)^2 / (r^2) \approx m\theta$; θ — краевой угол смачивания.

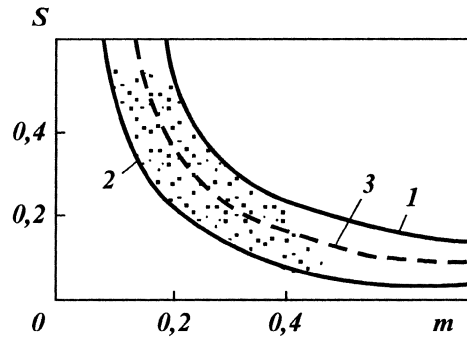
Наряду с этим остаются весьма употребимы эмпирические корреляции. Одна из наиболее распространенных [7]:

$$S = 1 - 1,415\sqrt{m}. \quad (7.8)$$

На рис. 7.3 показаны зависимости (7.7) и (7.8). Для сред из зерен со случайной упаковкой, например песков, трудно выделить какой-либо предпочтительный угол раскрытия пор, поэтому распределение его можно считать равномерным.

Из приведенных соотношений следует, что остаточная насыщенность оказывается функцией двух переменных: пористости и краевого угла. Как известно, в большинстве экспериментов по вытеснению газа водой обнаружено преобладающее влияние пористости и незначительная роль проницаемости и радиуса пор.

Рис. 7.3. Зависимость насыщенности S микроцеликов газа от пористости m :
 1 – по формуле (7.7) при $\theta = 20^\circ$; 2 – по формуле (7.7) при $\theta = 30^\circ$; 3 – по формуле (7.8)



Оценки для p_* и S показывают, что при малых пористостях (а значит, и при малых координационных числах k) эти величины достигают больших значений (до 50 %). Таким образом, на микроуровне может защемляться огромное количество газа. Это еще не означает, что половина всего газа потеряна, так как S относится только к обводненной зоне. Однако чем больше размер обводненной зоны, тем больше газа можно потерять в пласте.

7.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОСТУПЛЕНИЯ ВОДЫ НА ОСНОВЕ УКРУПНЕННОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА

Ниже рассматривается методика расчета поступления воды в залежи природного газа, базирующаяся на теории укрупненной скважины Ван-Эвердингена и Херста [1, 2] при фильтрации согласно закону Дарси.

Методика расчета базируется на теории упругого режима фильтрации. Залежь рассматривается как укрупненная скважина с неизменным во времени радиусом. Потери давления в обводненной зоне пласта не учитываются, водоносный пласт принимается однородным по коллекторским свойствам и постоянным по толщине.

Если воронка депрессии, образовавшаяся в результате пуска залежи в эксплуатацию, за рассматриваемое время не достигает внешней границы, то водоносный пласт считается бесконечным по протяженности. В противном случае водоносный пласт ограничивается окружностью с радиусом R_k . Расчеты проводят по методу последовательных приближений.

Изменение во времени давления $p(R_3)$ на стенке укрупненной скважины определяется уравнением

$$p(R_3, t) = p_n - \frac{q_b \mu_b}{2\pi h k} \bar{p}(fo), \quad (7.9)$$

где R_3 – радиус укрупненной скважины; p_n – начальное пластовое давление в залежи; $q_b = \text{const}$ – постоянный во времени дебит пластовой воды в укрупненную скважину; μ_b – коэффициент динамической вязкости воды; h – толщина продуктивного пласта; k – коэффициент проницаемости породы водоносного пласта; $fo = \frac{\kappa t}{R_3^2}$ – параметр Фурье; κ – коэффициент пьезопроводности водоносного пласта; $\bar{p}(fo)$ – табулированная функция параметра Фурье fo ; R_3 – радиус укрупненной скважины.

В случае эксплуатации укрупненной скважины с постоянным во времени противодавлением на водоносный пласт $\Delta p = p_n - p(R_3) = \text{const}$ суммарное количество пластовой воды, поступившей в залежь к моменту времени t ,

$$Q_b(t) = \frac{2\pi k h R_3^2}{\mu_b \kappa} \Delta p Q(fo), \quad (7.10)$$

где $Q(fo)$ – табулированная функция параметра Фурье fo .

Таблицы функций $\bar{p}(fo)$ (табл. 7.1) и $Q = \tilde{Q}(fo)$ (табл. 7.2) составлены для бесконечного по протяженности водоносного пласта [23].

Таблица 7.1

Значение функции $\bar{p}(fo)$ для бесконечного по протяженности водоносного пласта

fo	0,01	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
$\bar{p}(fo)$	0,112	0,229	0,315	0,376	0,424	0,469	0,503	0,504
fo	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,5	2
$\bar{p}(fo)$	0,616	0,659	0,702	0,735	0,772	0,802	0,927	1,020
fo	2,5	3	4	5	6	7	8	9
$\bar{p}(fo)$	1,101	1,169	1,275	1,362	1,436	1,500	1,556	1,604
fo	10	15	20	25	30	40	50	60
$\bar{p}(fo)$	1,651	1,829	1,96	2,067	2,147	2,282	2,388	2,476
fo	70	80	90	100	150	200	250	300
$\bar{p}(fo)$	2,550	2,615	2,672	2,733	2,921	3,064	3,173	3,263
fo	400	500	600	700	800	900	1000	
$\bar{p}(fo)$	3,406	3,516	3,608	3,684	3,750	3,809	3,860	

Таблица 7.2
Значение функции $Q = \tilde{Q}(fo)$ для бесконечного по протяженности водоносного пласта

fo	$1 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$
$\tilde{Q}(fo)$	0,112	0,404	0,606	0,758
fo	$5 \cdot 10^{-1}$	1	2	3
$\tilde{Q}(fo)$	1,020	1,570	2,442	3,209
fo	5	7	10	20
$\tilde{Q}(fo)$	4,541	5,749	7,417	12,29
fo	30	50	70	100
$\tilde{Q}(fo)$	16,81	24,82	32,28	43,01
fo	200	300	500	600
$\tilde{Q}(fo)$	75,86	105,8	162,4	189,7
fo	700	10^3	$2 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$
$\tilde{Q}(fo)$	216	293,1	532	759
fo	$5 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$
$\tilde{Q}(fo)$	$1,19 \cdot 10^3$	$1,60 \cdot 10^3$	$2,19 \cdot 10^3$	$4,08 \cdot 10^3$
fo	$3 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$7 \cdot 10^4$	10^5
$\tilde{Q}(fo)$	$5,89 \cdot 10^3$	$9,34 \cdot 10^3$	$1,27 \cdot 10^4$	$1,76 \cdot 10^4$
fo	$2 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^5$	$7 \cdot 10^5$
$\tilde{Q}(fo)$	$3,31 \cdot 10^4$	$4,82 \cdot 10^4$	$7,69 \cdot 10^4$	$1,03 \cdot 10^5$
fo	10^6	$2 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$
$\tilde{Q}(fo)$	$1,46 \cdot 10^5$	$2,78 \cdot 10^5$	$4,06 \cdot 10^5$	$6,54 \cdot 10^5$
fo	$6 \cdot 10^6$	$7 \cdot 10^6$	10^7	$2 \cdot 10^7$
$\tilde{Q}(fo)$	$7,76 \cdot 10^5$	$8,96 \cdot 10^5$	$1,25 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$
fo	$3 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^7$	$7 \cdot 10^7$	10^8
$\tilde{Q}(fo)$	$3,52 \cdot 10^6$	$5,69 \cdot 10^6$	$7,82 \cdot 10^6$	$1,09 \cdot 10^7$
fo	$3 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	10^9	$3 \cdot 10^9$
$\tilde{Q}(fo)$	$3,1 \cdot 10^7$	$5,03 \cdot 10^7$	$9,72 \cdot 10^7$	$2,77 \cdot 10^8$
fo	$5 \cdot 10^9$	10^{10}	$5 \cdot 10^{10}$	10^{11}
$\tilde{Q}(fo)$	$4,51 \cdot 10^8$	$8,75 \cdot 10^8$	$4,09 \cdot 10^9$	$7,95 \cdot 10^9$
fo	$5 \cdot 10^{11}$	10^{12}	$2 \cdot 10^{12}$	
$\tilde{Q}(fo)$	$3,75 \cdot 10^{10}$	$7,28 \cdot 10^{10}$	$1,42 \cdot 10^{11}$	

7.3.1. РАСЧЕТ ПРОДВИЖЕНИЯ В ЗАЛЕЖЬ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ

Задача решается на базе теории укрупненной скважины для случая постоянной депрессии на водоносный пласт методом последовательных приближений.

Принимается, что забойное давление на стенке укрупненной скважины приблизительно равно средневзвешенному по газонасыщенному объему залежи пластовому давлению, т.е.

$$p(R_3, t) \approx \tilde{p}(t).$$

Задается, а в случае имеющихся геолого-промысловых данных используется фактическая зависимость средневзвешенного по газонасыщенному объему залежи пластового давления от времени, представленная на рис. 7.4. Интервал времени $[0 - t]$ разбивается на n равных отрезков времени Δt , а зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ (см. рис. 7.4) аппроксимируется ступенчатой зависимостью.

Искомой величиной является суммарное количество пластовой воды $Q_B(t)$, поступившее в укрупненную скважину (залежь) на момент времени t .

Решение уравнения (7.10) с использованием принципа суперпозиций имеет вид

$$Q_B(t) = \frac{2\pi khR_3^2}{\mu_B \kappa} [\Delta p_0 \tilde{Q}(fo) + \Delta p_1 \tilde{Q}(fo - fo_1) + \Delta p_2 \tilde{Q}(fo - fo_2) + \dots + \Delta p_{n-1} \tilde{Q}(fo - fo_{n-1})], \quad (7.11)$$

где

$$fo = \kappa t / R_3^2; \quad fo - fo_1 = \kappa(t - t_1) / R_3^2; \quad fo - fo_2 = \kappa(t - t_2) / R_3^2;$$

$$fo - fo_{n-1} = \frac{\kappa(t - t_{n-1})}{R_3^2} = \frac{\kappa \Delta t}{R_3^2},$$

а $\Delta p_0, \Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_3$ и т.д. — приращения депрессии, определяющие приток пластовой воды в течение временных интервалов $t, (t - t_1), (t - t_2)$ и т.д., соответственно определяемые по графику (см. рис. 7.4).

Последовательность расчетов сводится к следующему:

1. Определяются значения депрессий $\Delta p_1, \Delta p_2, \Delta p_3$ и т.д. по графику (см. рис. 7.4).

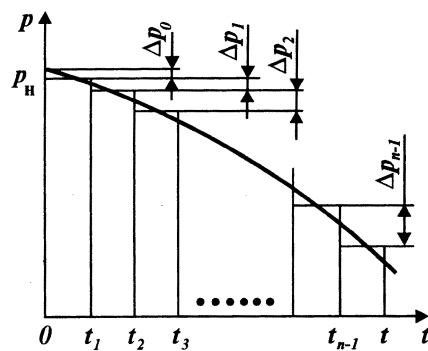


Рис. 7.4. Аппроксимация зависимости изменения во времени среднего пластового давления ступенчатой зависимостью

2. Вычисляются аргументы функции $\bar{Q}(fo)$: fo ; $fo - fo_1$; $fo - fo_2$ и т.д.

3. По табл. 7.2 определяются значения самой функции $\bar{Q}(fo)$.

4. По формуле (7.11) определяются количества поступившей в залежь пластовой воды $Q_b(t)$ на различные моменты времени t_1, t_2, t_3 и т.д., т.е. находится искомая зависимость

$$Q_b = Q_b(t). \quad (7.12)$$

Если при решении задачи использовались фактические данные функции $p = p(t)$, то остальные основные показатели разработки залежи природных газов определяются по методике, аналогичной для их вычисления в случае газового режима залежи.

Если проводятся прогнозные расчеты по определению зависимости (7.12), т.е. эта зависимость задается произвольно, то зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ является также искомой.

Последовательность расчетов в данном случае сводится к следующему.

1. В первом приближении принимается, что пластовое давление в залежи в процессе ее разработки изменяется так, как оно изменялось бы при газовом режиме. По уравнению материального баланса для газового режима залежи на различные моменты времени t вычисляются значения \tilde{p} и строится зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$. Очевидно, что вычисленные значения \tilde{p} в данном случае являются заниженными по сравнению с теми значениями, которые соответствуют водонапорному режиму залежи. На рис. 7.5 указанная зависимость обозначена значком $(-)$ — \tilde{p}^- .

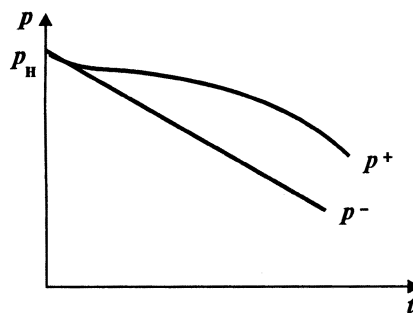


Рис. 7.5. Зависимости изменения во времени завышенных \tilde{p}^+ и заниженных \tilde{p}^- средних пластовых давлений в залежи

2. Полученная заниженная зависимость $\tilde{p}^- = \tilde{p}^-(t)$ аппроксимируется ступенчатой зависимостью и далее по изложенной выше методике с использованием формулы (7.11) определяется завышенная зависимость $Q_B^+ = Q_B^+(t)$.

3. По уравнению материального баланса для водонапорного режима залежи, записанному в виде

$$\tilde{p}^+(t) = \frac{z[\tilde{p}^+(t)]}{\tilde{\alpha}\Omega_H - Q_B^+(t)} \left[\frac{p_H \tilde{\alpha}\Omega_H}{z_H} - p_{ат} Q_{Аоб}(t) \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \right], \quad (7.13)$$

определяется завышенное значение величины $\tilde{p}^+(t)$ (см. рис. 7.5). Искомая зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ находится между зависимостями $\tilde{p}^- = \tilde{p}^-(t)$ и $\tilde{p}^+ = \tilde{p}^+(t)$.

4. Для определения искомой зависимости $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ во втором приближении принимается, что поступление в залежь воды обусловлено зависимостью $\tilde{p}^+ = \tilde{p}^+(t)$. Данная зависимость аппроксимируется ступенчатой зависимостью и по формуле (7.11) находится заниженная зависимость $Q_B^- = Q_B^-(t)$.

Вычисления продолжают до тех пор, пока последовательно вычисленные значения \tilde{p}^- и \tilde{p}^+ не будут отличаться друг от друга на значение заданной погрешности ϵ .

7.3.2. РАСЧЕТ ПРОДВИЖЕНИЯ В ЗАЛЕЖЬ КОНТУРНОЙ ВОДЫ

Исходным для решения задачи является уравнение

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (7.14)$$

Начальные и граничные условия выражаются следующим образом:

$$t = 0, p = p_H; \quad (7.15)$$

$$r = R_3, \Delta p = p_H - p_c = \text{const}; \quad (7.16)$$

$$r \rightarrow \infty, p = p_H \quad (7.17)$$

или

$$r = R_K, p = p_H, \quad (7.18)$$

или

$$r = R_K, \frac{\partial p}{\partial r} = 0. \quad (7.19)$$

При решении задачи учитывается следующее граничное условие:

$$r = R_3; q_B = \frac{2\pi kh}{\mu_B} R_3 \frac{\partial p}{\partial r} = \text{const}, \quad (7.20)$$

показывающее, что укрупненная скважина эксплуатируется с постоянным во времени дебитом поступающей в залежь пластовой воды q_B .

Решение уравнений (7.14), (7.15), (7.17) и (7.20) имеет вид (7.9).

Значение функции $p(f_0)$ зависит от типа условий на внешней границе водоносного пласта.

Зависимость изменения во времени поступающей в залежь пластовой воды аппроксимируется ступенчатой линией (рис. 7.6). Согласно принципу суперпозиции, пластовое давление на расстоянии R_3 в момент времени t вычисляется по формуле

$$p(R_3, t) = p_H - \frac{\mu_B}{2\pi kh} \sum_{j=1}^n \Delta q_{Bj} \bar{p}(f_0 - f_{0j-1}). \quad (7.21)$$

Для определения Δq_B используется формула

$$\Delta q_B(t) = \frac{b}{2a} - \sqrt{\left(\frac{b}{2a}\right)^2 - \frac{c}{a}}, \quad (7.22)$$

где

$$a = \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi kh} \bar{p}(f_0 - f_{0n-1}) + \frac{\mu_B \Delta t}{2\pi k_B h} \ln \frac{R_3}{R(t)};$$

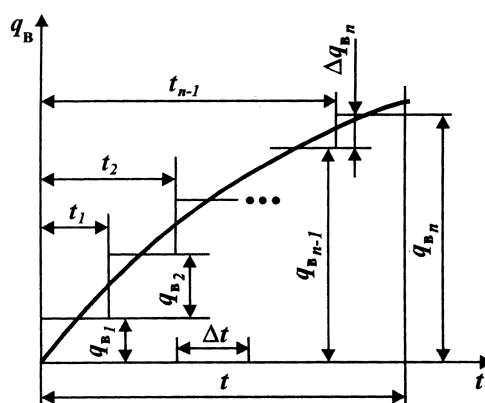


Рис. 7.6. Аппроксимация зависимости изменения во времени дебита поступающей в залежь воды ступенчатой зависимостью

$$\begin{aligned}
b &= \rho_{\text{H}} \Delta t - \frac{\mu_{\text{B}} \Delta t q_{\text{B}}(t - \Delta t)}{2\pi k_{\text{B}} h} \ln \frac{R_3}{R(t)} + L \frac{\mu_{\text{B}}}{2\pi k h} \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}) - \\
&- \frac{\mu_{\text{B}} \Delta t}{2\pi k h} - \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{\text{B}j} \bar{p}(f_0 - f_{0_{j-1}}) - \rho_{\text{B}} y(t) g \Delta t + L \frac{\mu_{\text{B}}}{2\pi k_{\text{B}} h} \ln \frac{R_3}{R(t)}; \\
c &= \rho_{\text{H}} L - L \frac{\mu_{\text{B}}}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{\text{B}j} \bar{p}(f_0 - f_{0_{j-1}}) - L \frac{\mu_{\text{B}} q_{\text{B}}(t - \Delta t)}{2\pi k h} \times \\
&\quad \times \ln \frac{R_3}{R(t)} - d - r_{\text{B}} y(t) L g; \\
L &= \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}} - Q_{\text{B}}(t - \Delta t) - q_{\text{B}}(t - \Delta t) \Delta t; \\
d &= \left[\frac{\rho_{\text{H}} \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{АОБ}}(t) \right] z[\tilde{p}(t)];
\end{aligned}$$

ρ_{B} = плотность воды в пластовых условиях.

При определении Δq_{B} в первом приближении в уравнении (7.19) принимается:

$$\left. \begin{aligned}
z[\tilde{p}(t)] &\approx z[\tilde{p}(t - \Delta t)]; \\
y(t) &\approx y(t - \Delta t); \\
R(t) &\approx R(t - \Delta t).
\end{aligned} \right\} \quad (7.23)$$

Затем определяется количество воды, поступившее в залежь на момент времени t :

$$Q_{\text{B}}(t) = Q_{\text{B}}(t - \Delta t) + [q_{\text{B}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{B}}(t)] \Delta t. \quad (7.24)$$

Пластовое давление определяется из уравнения материального баланса для водонапорного режима залежи, имеющего следующий вид:

$$p(t) = \frac{z[p(t)] \left[\frac{\rho_{\text{H}} \bar{\alpha} \Omega_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - p_{\text{ат}} Q_{\text{АОБ}}(t) \right]}{\bar{\alpha} Q_{\text{H}} - \{Q_{\text{B}}(t - \Delta t) + [q_{\text{B}}(t - \Delta t) + \Delta q_{\text{B}}(t)] - \Delta t\}}. \quad (7.25)$$

Затем по зависимости $y = f(\bar{\alpha} \Omega)$ уточняется значение $y = f(t)$. Для определения зависимости $y = f(\bar{\alpha} \Omega)$ залежь "рассекается" горизонтальными плоскостями на ряд объемов, начало оси y помещается на плоскости начального положения газовой контактной (ГВК) (рис. 7.7, 7.8). Далее вычисляется зависимость изменения газонасыщенного порового объема в функции переменной y . Затем уточняют значения $z[\tilde{p}(t)]$ по зависимости $z = z(\tilde{p})$ и положение границы раздела газ - вода в момент времени t :

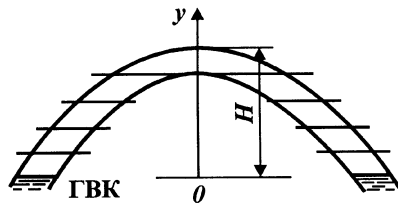


Рис. 7.7. Разбивка залежи на элементарные объемы (Σ – этаж газоносности)

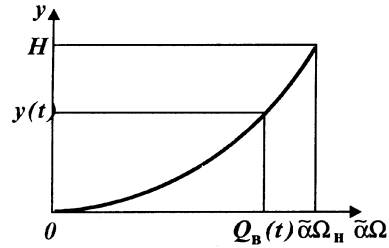


Рис. 7.8. Зависимость высоты подъема ГВК от количества воды, поступающей в залежь

$$R(t) = \sqrt{R_3^2 - \frac{Q_B(t)}{\pi m h (\bar{\alpha} - \alpha_{\text{ост}})}},$$

где m – коэффициент пористости водоносного пласта-коллектора.

Далее по формуле (7.22) с использованием уточненных значений $y(t)$, $z[\tilde{p}(t)]$ и $R(t)$ вновь определяется значение $\Delta q_B(t)$, после чего расчеты повторяются до тех пор, пока два последовательно высчитанных значения $\Delta q_B(t)$ будут различаться не более чем на допустимую погрешность ϵ .

По изложенной методике можно определять зависимости

$$\tilde{p} = \tilde{p}(t); \quad Q_B = Q_B(t); \quad y = y(t); \quad R = R(t).$$

Определение показателей разработки в период падающей добычи газа. Зависимость $\tilde{p} = \tilde{p}(t)$ в данном случае определяется при фильтрации согласно закону Дарси из следующего уравнения:

$$\frac{p_{\text{ат}} \Delta t}{2} \left[n(t - \Delta t) q(t - \Delta t) + n(t) \frac{\delta [2\tilde{p}(t) - \delta]}{A} \right] = \frac{\tilde{\alpha} \Omega (t - \Delta t) \tilde{p}(t - \Delta t)}{z[\tilde{p}(t - \Delta t)]} - \frac{\tilde{p}(t)}{z[\tilde{p}(t)]} \left\{ \tilde{\alpha} \Omega_H - \left[Q_B(t - \Delta t) + q_B(t - \Delta t) \Delta t + \frac{c_1}{c_2} \Delta t - \frac{c_3}{c_2} \tilde{p}(t) \Delta t \right] \right\}, \quad (7.26)$$

где $n(t)$ – количество обводняющихся скважин за рассматриваемый период времени; $\delta = p(t) - p_3(t)$; A – коэффициент фильтрационного сопротивления при фильтрации по закону Дарси;

$$c_1 = c_3 \left[p_H - \frac{\mu_B}{2\pi k h} \sum_{j=1}^{n-1} \Delta q_{Bj} \bar{p}(f_0 - f_{0j-1}) - g \rho_B y(t) \right] - q_B(t - \Delta t) \ln \frac{R_3}{R(t)};$$

$$c_2 = \ln \frac{R_3}{R(t)} + \frac{k_B}{k} \bar{p}(f_0 - f_{0_{n-1}}); \quad c_3 = \frac{2\pi k_B h}{\mu_B}.$$

При решении уравнения (7.26) значение $p(t)$ подбирается таким образом, чтобы оно преобразовалось в тождество.

В первом приближении принимается

$$z[\tilde{p}(t)] \cong z[\tilde{p}(t - \Delta t)]; \quad R(t) = R(t - \Delta t); \quad y(t) \cong y(t - \Delta t). \quad (7.27)$$

Затем уточняется значение коэффициента сверхсжимаемости газа $z[\tilde{p}(t)]$.

Для определения текущего значения газонасыщенного объема порового пространства залежи используются формулы

$$\begin{aligned} \tilde{\alpha}\Omega(t) &= \alpha\Omega_n - \{Q_B(t - \Delta t) + [q_B(t - \Delta t) + q_B(t)\Delta t]; \\ \Delta q_B(t) &= \frac{c_1}{c_2} - \frac{c_3}{c_2} \tilde{p}(t). \end{aligned} \quad (7.28)$$

С помощью найденного значения $\alpha\Omega(t)$ по графику зависимости $y = f(\tilde{\alpha}\Omega)$ (см. рис. 7.8) уточняется высота подъема воды в газовую залежь $y(t)$. Суммарное количество воды, поступившее в газовую залежь к моменту времени t , определяется по формуле (7.18). Затем по найденному значению $Q_B(t)$ уточняется текущий радиус газоносности $R(t)$.

Уточненные значения $z[\tilde{p}(t)]$, $R(t)$ и $y(t)$ используются в расчетах второго приближения и т.д. до тех пор, пока последовательно выполненные расчеты будут отличаться один от другого не более чем на заданную погрешность ε .

7.4. ОСНОВЫ МАКРОЗАЩЕМЛЕНИЯ ГАЗА ПЛАСТОВОЙ ВОДОЙ

Защемление газа на макроуровне происходит иначе, нежели в отдельных порах. В неоднородном по проницаемости пласте в зоны с низкой проницаемостью проникновение воды происходит медленнее, чем в высокопроницаемые. Образование макрозащемленного газа как раз и связано с различием скоростей течения воды по высоко- и низкопроницаемым зонам.

Под макрозащемлением понимается процесс образования изолированных скоплений газа на масштабах, многократно превышающих поровые размеры. Такие макроцелики могут

образовываться за счет образования языков вытесняющей воды и их последующего схлопывания (рис. 7.9).

Образование языков воды может происходить вследствие двух причин. Первая из них — неоднородность среды по проницаемости, которая приводит к разным скоростям течения воды в разных частях пласта. При этом естественно ожидать, что макроцелики образуются в низкопроницаемых зонах. Характерный размер целиков имеет при этом порядок масштаба неоднородности среды.

Вторая — неустойчивость фронта вытеснения, которая имеет место, если вязкость вытесняющей жидкости намного меньше, чем вытесняемой. Применительно к процессу вытеснения газа водой мы имеем обратную ситуацию, поэтому эту возможность здесь мы не рассматриваем.

Различие вязкостей фаз, однако, оказывается решающим фактором, обуславливающим зависимость объема макроцелика от темпа вытеснения.

Среда неоднородна и имеет структуру в форме низкопроницаемых блоков, периодически расположенных в связанном высокопроницаемом коллекторе (рис. 7.10). Блокам приписан

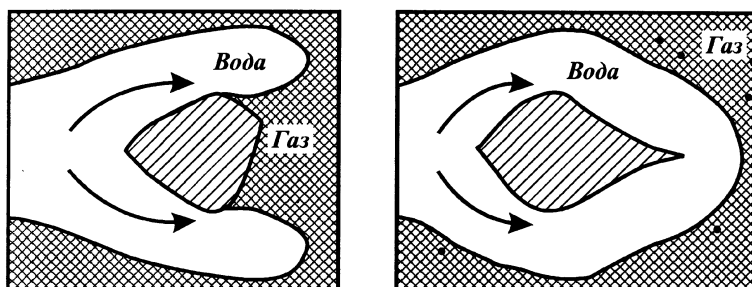
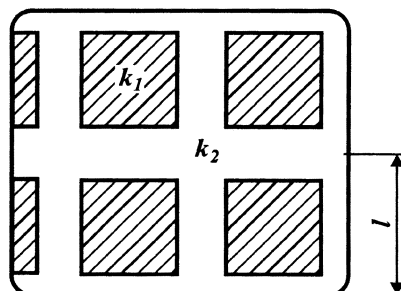


Рис. 7.9. Последовательные стадии образования языков воды и макроцелика газа

Рис. 7.10. Схема неоднородной среды



индекс "1", высокопроницаемому связному коллектору — индекс "2".

Для подвижной координаты $\xi(t)$ локального фронта вытеснения в каждом звене, используя закон Дарси для каждой из фаз, получаем нелинейное обыкновенное дифференциальное уравнение [11, 3]

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\kappa}{[\xi(\lambda - 1) + l]}; \quad (7.29)$$

$$\xi(0) = 0; \quad \kappa = \frac{k(\Delta p + p_c)}{\mu_\beta m}; \quad \lambda = \mu_\alpha \mu_\beta,$$

где l — эффективная длина пути; Δp — перепад давлений на концах ячейки; p_c — усредненное капиллярное давление на локальном фронте.

Уравнение (7.29) интегрируется явно

$$\xi(t) = \frac{\left\{ l^2 + 2\kappa t(\lambda - 1) \right\}^{1/2} - l}{(\lambda - 1)}, \quad \lambda \neq 1, \quad (7.30)$$

откуда легко получить соотношение для времени заполнения канала.

Зная время заполнения высокопроницаемого канала и подставляя его в формулу (7.30) для блока, можно получить координату фронта в блоке на момент полного формирования целика и соответственно размер целика.

Для насыщенности макроцелика газа

$$S = \frac{1 - \frac{(1 + \sqrt{\alpha})}{2\sqrt{\alpha}} \sqrt{\frac{\gamma(1 + \gamma Ca)}{1 + Ca}}}{1 + (1 - \alpha)/(2\alpha m)}, \quad (7.31)$$

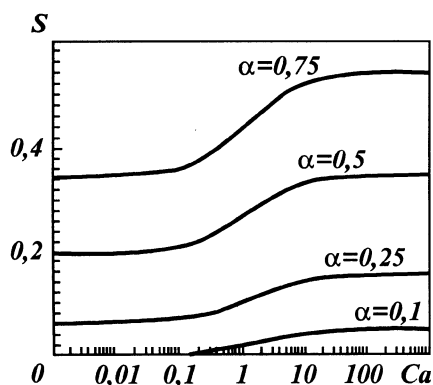
где α — объемная доля блоков в пласте; $\gamma = \sqrt{k_1 m_2 / k_2 m_1}$; $Ca = \Delta p / p_{c2}$; индексы 1, 2 относятся к блоку и высокопроницаемому участку соответственно.

Параметр Ca (капиллярное число) есть отношение гидродинамических сил к капиллярным и характеризует темп вытеснения.

С ростом темпа вытеснения насыщенность макроцеликов растет. Для максимальной целиконасыщенности при $Ca \rightarrow \infty$ следует из (7.31)

$$S^\infty = \frac{1 - \frac{\gamma(1 + \sqrt{\alpha})}{2\sqrt{\alpha}}}{1 + \frac{1 - \alpha}{2\alpha m}}.$$

Рис. 7.11. Зависимость насыщенности S макроцеликов от темпа вытеснения $\dot{\phi}$ при разных объемных долях блоков α



А для минимальной, при $Ca \rightarrow 0$, выполняется:

$$S^0 = \frac{1 - \frac{\sqrt{\gamma}(1 + \sqrt{\alpha})}{2\sqrt{\alpha}}}{1 + \frac{1 - \alpha}{2\alpha m}}$$

Общий характер зависимости $S(Ca)$ при разных объемных долях блоков приведен на рис. 7.11.

Как видно, разница между максимальной и минимальной целиконасыщенностью может быть очень значительной. Так, для $\gamma = 0,5$, $m_1/m_2 = 0,5$, $\alpha = 0,75$ справедливо соотношение

$$S^\infty/S^0 = 2.$$

Из нижней кривой (см. рис. 7.11) видно, что образование целиков может происходить, лишь начиная с некоторого конечного значения темпа вытеснения.

Выделяется три класса неоднородных сред:

$\omega \leq \gamma^2$ — целики не образуются вовсе; размер блока настолько мал, что вода успевает пробежать его не позже, чем по высокопроницаемому участку;

$\gamma^2 < \omega \leq \gamma$ — целики образуются только при условии, что темп вытеснения больше критического:

$$Ca > Ca_* \equiv \frac{\gamma - \omega}{\omega - \gamma^2};$$

$\omega > \gamma$ — целики образуются при любых темпах вытеснения, так как блоки велики по размеру.

Здесь обозначено: $\omega = 4\alpha/(1 + \sqrt{\alpha})^2$.

7.5. МОДЕЛЬ ИСТОЩЕНИЯ НЕОДНОРОДНОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Модель является интегральным по всему объему уравнением сохранения массы газа, замыкаемым соотношениями для интегральных перетоков воды и кинематики интегральных поверхностей раздела.

Схема залежи изображена на рис. 7.12.

По мере падения давления в газовой залежи законтурная вода поступает в нее, образуя обводненную зону II, в которой содержится остаточный неподвижный газ, представляющий собой диспергированные целики, удерживаемые в порах капиллярными силами.

Остаточная газонасыщенность обводненной зоны складывается из двух составляющих: микрозатемленного газа, насыщенность которого S_r является константой, зависящей только от емкостных свойств пористой среды; и макрозатемленного газа, насыщенность которого S вычисляется по приведенным выше формулам и зависит от свойств неоднородности среды и темпа вытеснения.

Форма зон не имеет значения, важен лишь их объем. Поверхности раздела зон можно считать плоскими или цилиндрическими, если учесть, что толщина пласта много меньше его горизонтальной протяженности.

Расширением остаточного газа при снижении давления в первом приближении пренебрегаем.

Введем обозначения: ρ_r — плотность газа; V_r — газонасыщенный поровый объем; V_b — объем вторгшейся воды; M — масса добытого газа за время t ; p — давление газа в зоне I; p_* — давление в зоне II; R_ξ — радиус подвижной границы раздела "газ-вода", k_b — проницаемость по воде; μ_b — вязкость воды; H — толщина пласта; κ — пьезопроводность. Индексы: "0" — начальное состояние; "г" — газ; "в" — вода.

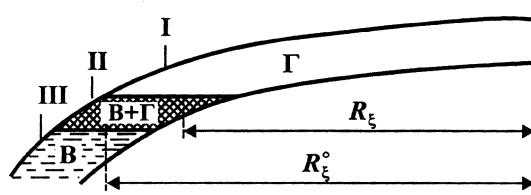


Рис. 7.12. Расчетная схема залежи

Процесс истощения залежи описывается уравнением сохранения массы газа:

$$\rho_r V_r = \rho_r^0 V_r^0 - M(t) \quad (7.32)$$

и сохранения массы воды (или объема воды, т.е. вода — не-сжимаемая фаза):

$$V_B = V_r^0 - V_r. \quad (7.33)$$

Смысл этого уравнения в том, что изменение объема воды в газонасыщенной части залежи (V_B) равно изменению газонасыщенного порового объема.

Два уравнения содержат три искомые функции: ρ_r , V_r , V_B . Дополнительными являются два уравнения перетоков воды из зоны II в зону I:

$$\frac{dV_B}{dt} = \frac{4\pi k_B^{II} h(p_* - p)}{\mu_B \ln(R_\xi^0 / R_\xi)^2} \quad (7.34)$$

и из зоны III в зону II:

$$\frac{dV_B}{dt} = \frac{4\pi k_B^{III} h(p^0 - p_*)}{\mu_B \Phi(t)}, \quad \Phi = \sqrt{6\kappa_B^{III} t / R_\xi^0}. \quad (7.35)$$

Соотношение (7.34) является формулой Дюпюи, описывающей квазистационарное радиальное течение воды. Слева в ней стоит объемный расход воды.

Уравнение течения воды для зоны III может быть записано в виде формулы Дюпюи для конечной возмущенной подобласти, аналогичной (7.34), но с отношением иных радиусов под логарифмом: $(L + R_\xi^0) / R_\xi^0$. Тогда из (7.35) следует, что:

$$\Phi = \ln((L + R_\xi^0) / R_\xi^0)^2 = \ln(1 + I)^2, \quad I \equiv L / R_\xi^0.$$

Значение L много меньше R_ξ^0 в течение всего процесса разработки, поэтому можно разложить логарифм:

$$\Phi = 2 \ln(1 + I) \approx 2I.$$

Для процессов распространения возмущений поля давления в пористой среде типичным является закон типа $l \approx \sqrt{t}$. В работе [24] было получено строгое соотношение: $I = \sqrt{(3/2)\kappa_B^{III} t / R_\xi^0}$, из которого сразу следует выражение (7.35) для $\Phi(t)$.

Дифференциальное уравнение истощения

Введем безразмерные переменные: $y = \rho_r / \rho_r^0 = pz^0 / p^0 z$ — безразмерная плотность газа; $\eta = M / M_r^0$ — текущая газоотдача, где M_r^0 — начальные запасы (масса) газа в пласте; $\tau = t / t_*$, где t_* — время разработки залежи; $\xi = R_\xi / R_\xi^0$; $\psi \equiv z / z^0$; $p = p / p^0$; $v \equiv V_r / V_r^0$; $v_b = V_b / V_r^0$; $\omega \equiv t_* / t^*$, где $t^* = \frac{(R_\xi^0) m S_r^0 \mu_B}{k_B^{III} p^0} = \frac{(R_\xi^0)^2}{\kappa_B^{III}}$; $\lambda_1^{-1} = \frac{k_B^{II}}{k_B^{III}}$ — относительная фазовая проницаемость по воде при $S_b = 1 - S_r^{II}$; $\lambda_2 = \frac{k_B^{III} p^0}{m S_r^0 \mu_B \kappa_B^{III}}$; $\lambda_0 \equiv \frac{S_r^0}{S_r^0 - S_r^{II}}$; S_r^0 — газонасыщенность пор в начальный момент; S_r^{II} — остаточная насыщенность микро- и макроцеликов в зоне II:

$$S_r^{II} = S_r + S.$$

Эту систему легко свести к одному уравнению относительно безразмерной плотности газа $y(\tau)$:

$$\frac{dy}{d\tau} = -\frac{y}{1-\eta} \eta' + \frac{4\omega\lambda_2 y^2 [1 - y\psi(y)]}{(1-\eta) \left\{ \Phi(\tau, \omega) + \lambda_1 \ln \left[\frac{y(\lambda-1)}{(1-\eta)\lambda - y} \right] \right\}}, \quad (7.36)$$

где $\lambda \equiv S_r^0 / S_r^{II}$.

Из существования логарифма следует ограничение на

$$y(\tau) < \lambda(1-\eta) \equiv y^*(\eta), \quad (7.37)$$

что связано с моментом полного обводнения залежи. Тогда область существования решения уравнения (7.36) представляет собой заштрихованный треугольник (рис. 7.13), ограничен-

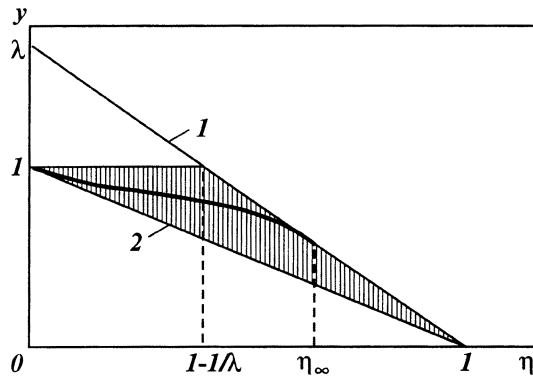


Рис. 7.13. Область существования решения $U(\eta)$ уравнения истощения обводняющейся залежи

ный огибающей (7.57) (прямая 1), прямой 2 газового режима $y_*(\eta) = 1 - \eta$ снизу и горизонталью $y = 1$.

Решение задачи (7.36) гладко касается огибающей в точке η_∞ , где и обрывается. Точка η_∞ различна для разных параметров задачи. Очевидно, это и есть абсолютная конечная газоотдача.

Конечная точка τ_∞ решения задачи истощения и конечное давление y_∞ заранее неизвестны. Таким образом, задачи теории водонапорного режима относятся к классу задач с неизвестной границей. Это обстоятельство существенно при построении численного решения.

Для решения начальной задачи (7.36) асимптотическое разложение при $\tau \rightarrow 0$

$$y(\tau) = 1 - \tau + \delta_2 \tau^{3/2} + o(\tau^2);$$

$$\delta_2 = \frac{4\sqrt{6}}{9} \lambda_2 \sqrt{\omega}.$$

Уравнения, описывающие процесс обводнения пласта, существенно нелинейны и точных аналитических решений не имеют. Однако в двух предельных случаях, представляющих практический интерес, они допускают построение асимптотических решений по параметру, являющемуся мерой степени неравновесности процесса или степени водонапорности системы. Эти предельные состояния соответствуют слабо- и сильноводонапорным режимам работы пласта или двум состояниям равновесия системы.

Величина t^* есть характерное время самопроизвольного растекания воды в газовую залежь после мгновенного изъятия из нее всего газа. Эта величина является константой для данной залежи (собственным числом). С другой стороны, время разработки t_* зависит от темпа истощения, т.е. для данной залежи является переменной величиной. Поскольку самопроизвольное растекание воды стремится выровнять распределение масс в залежи, время t^* можно назвать временем релаксации залежи к равновесному состоянию.

Тогда величина $\omega = t_*/t^*$ является критерием степени неравновесности системы, критерием темпа истощения, а также критерием интенсивности вторжения воды (степени водонапорности) и, как следствие, критерием режима работы пласта. При $\omega \rightarrow 0$ ($t_* \ll t^*$) система релаксирует очень медленно, темп истощения велик, вода вторгается медленно, режим пласта близок к газовому. Такой процесс называется

Таблица 7.3

Месторождение	Критерий водо-напорности	Месторождение	Критерий водо-напорности
Заполярье	0,021	Наип (Туркмения)	0,99
Уренгойское	0,022	Западный Шатлык	2,3
Ямбургское	0,036	Восточный Шатлык	4,8
Медвежье	0,038	Давлетабадское	5,5
Оренбургское	0,002–0,06		

замороженным. Поскольку релаксация практически не происходит, система находится вблизи равновесного состояния, но это равновесие метастабильное. При $\omega \rightarrow \infty$ ($t_* \gg t^*$) релаксация происходит очень быстро, темп истощения мал, процесс равновесен (устойчив), вода вторгается быстро, режим близок к жестководонапорному. При $\omega \rightarrow 1$ ($t_* \approx t^*$) релаксация растягивается на весь период разработки, это сильно неравновесный процесс, соответствующий водонапорному режиму нормальной интенсивности.

Таким образом, оценка одного лишь параметра ω позволяет прогнозировать режим месторождения еще до начала его разработки.

Величину ω будем называть критерием водонапорности (табл. 7.3).

Большинство месторождений природного газа работает в условиях, близких к газовому режиму, т.е. выполняется принцип квазиравновесности в теории водонапорного режима: $\omega \ll 1$. Однако это свойство не является универсальным. Известны примеры месторождений, работающих при достаточно интенсивном водонапорном режиме.

Слабоводонапорные системы

Обычная техника метода возмущений позволяет получить асимптотическое разложение решения задачи (7.36) при $\omega \rightarrow 0$ в виде

$$y(\tau) = (1 - \eta)[1 + \sqrt{\omega}x_1(\tau) + \omega\dots],$$

где $x_1(\tau)$ является решением нелинейной задачи

$$\frac{dx_1}{d\tau} = \frac{4\lambda_2[1 - y_0\chi(y_0)]}{\sqrt{6\tau + \lambda_1\lambda_0x_1}}, \quad x_1(0) = 0; \quad y_0 = 1 - \eta. \quad (7.38)$$

Главный член разложения $y_0 = 1 - \eta(\tau)$ описывает процесс при чисто газовом режиме. Таким образом, $\sqrt{\omega}x_1(\tau)$ яв-

ляется поправкой на водонапорность. Как видно, уже в первом приближении сказывается роль всех параметров процесса.

Сильноводонапорные системы

Случай больших значений ω допускает построение явных аналитических соотношений для плотности y .

Разложение решения задачи (7.36) при $\omega \rightarrow \infty$ имеет следующий вид:

$$y(\tau) = 1 - \frac{\eta \sqrt[3]{24\tau}}{4\lambda_2 \omega^{2/3}} + \dots \quad (7.39)$$

Эта асимптотика, вообще говоря, неточна вблизи начального момента времени, где возникает временной пограничный слой.

Существенно, что для сильноводонапорных систем определяющую роль играет параметр λ_2 (помимо ω). Параметр λ_1 в первом приближении не влияет на процесс, что физически легко объяснимо: поскольку в сильноводонапорных системах движение воды крайне медленное, не имеет значения относительная роль сопротивления отдельных зон, если только различие в сопротивлениях не очень велико.

Параметр λ_0 , хотя и не входит в соотношение (7.39), но тем не менее в его заключительной стадии на процесс оказывается влияние. Действительно, конечные показатели процесса определяются точкой τ_∞ пересечения решения (7.38) с огибающей (7.37), которая зависит от λ_1 .

Расчеты показывают, что формула (7.39) дает хорошие результаты при $\omega \geq 2$.

Наличие пограничного слоя в сильноводонапорных системах означает, что процесс не сразу весь выходит на равновесный, и в начальные моменты вода вторгается в залежь с некоторым запаздыванием, причем ведет себя в это время как система с нормальным водонапорным режимом.

7.6. ГАЗООТДАЧА ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

После полного обводнения залежи в ней остается защемленный газ, причем его общая масса заранее неизвестна, так как защемление происходит при переменном давлении. Уже только поэтому конечная газоотдача оказывается зависящей от темпа снижения давления.

Будем считать, что темп истощения постоянен ($\eta = \tau$), а

конец процесса истощения приурочим к моменту его полного обводнения τ_∞ (см. рис. 7.13). При постоянном темпе истощения газоотдача η_∞ равна τ_∞ .

Для оценки τ_∞ в первом приближении можно использовать свойства огибающей семейства решений (7.37), уравнение которой дает для конечного момента времени соотношение, связывающее конечную газоотдачу с конечным давлением в пласте:

$$y_\infty = \lambda(1 - \eta_\infty).$$

Отсюда сразу следует двусторонняя оценка для газоотдачи:

$$\eta_\infty^{\min} \equiv 1/\lambda_0 \leq \eta_\infty \leq 1. \quad (7.40)$$

Левая оценка соответствует жестководонапорному режиму (конечное давление равно начальному), правая — газовому (давление упало до нуля).

Уже отсюда видно, что конечная газоотдача зависит по крайней мере от двух параметров (ω и λ_0).

В двух предельных случаях, при $\omega \rightarrow 0$ и $\omega \rightarrow \infty$, можно получить аналитические соотношения для конечной газоотдачи.

Для слабководонапорных систем конечная газоотдача и конечное давление y_∞ находятся как координаты точки пересечения огибающей (7.37) и решения в форме (7.38). Аналогичным образом для сильноводонапорных систем из уравнений (7.37) и (7.39) вытекает иное соотношение для η_∞ . Исключая из каждой пары соотношений y_∞ , можно получить окончательно нелинейные неявные соотношения

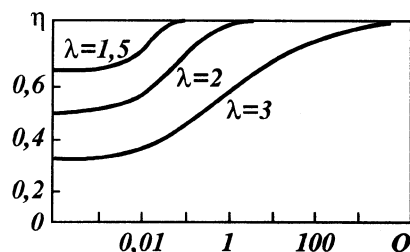
$$\eta_\infty = \begin{cases} 1 - \frac{\eta_\infty^{3/2}}{y_* - 1} \delta_2, & \omega < 2; \\ \frac{1}{\lambda_*} \left[\lambda_* - 1 + \frac{(3\eta_\infty)^{1/3}}{2\lambda_2 \omega^{2/3}} \right], & \omega \geq 2. \end{cases} \quad (7.41)$$

7.6.1. КОНЕЧНАЯ ГАЗОТДАЧА В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

В однородном пласте не происходит языкообразование, поэтому наблюдается только микрозатемление газа. В данном случае имеем следующее:

конечная газоотдача зависит от темпа истощения, и с ростом темпа ($1/\omega$) газоотдача растет, так как вода не успевает поступить в залежь и затеменить газ. Характер зависимости $\eta_\infty(\omega)$ изображен на рис. 7.14. Существенно, что она монотонна;

Рис. 7.14. Зависимость конечной газоотдачи η от темпа истощения в однородном обводняющемся пласте



основное изменение η_{∞} при разумных значениях ω , λ_0 происходит в узком диапазоне изменения ω , примерно при $0,1 \leq \omega \leq 10$;

значение η_{∞} падает при увеличении параметра λ_0 . Это легко объяснимо, так как рост λ_0 означает, что в системе уменьшается остаточная газонасыщенность по сравнению с начальной;

газоотдача η_{∞} практически не зависит от значения параметра λ_1 , если только λ_1 не слишком отличается от 1.

На практике параметр λ_2 почти всегда близок к единице, поэтому его влияние на η_{∞} не имеет значения.

Причины, по которым газоотдача может превышать свое нормальное значение η_{∞}^{\min} , следующие. В однородных пластах при водонапорном режиме газ теряется только в микроцеликах. Ранее показано, что объем микроцеликов при вытеснении газа водой практически не зависит от скорости процесса и является некоторой константой среды. Однако в одном и том же объеме, защемленном при разных давлениях, сосредоточена разная масса газа. Газоотдача пласта в этом случае зависит от двух факторов: размеров обводненной зоны и давления в ней. Если темп истощения очень большой, то вода не успевает вторгнуться в залежь и газоотдача теоретически стремится к единице.

С уменьшением темпа истощения растет размер обводненной зоны и повышается давление в ней. Масса защемленного газа монотонно растет. При бесконечно малых темпах истощения давление в обводненной зоне успевает выравниваться до начального, защемленная масса максимальна. В итоге газоотдача монотонно падает с уменьшением темпа истощения Q (см. рис. 7.14). Здесь $Q = 1/\omega$.

Таким образом, в однородном обводняющемся пласте в целях повышения полноты извлечения газа рекомендуется

повышение темпов истощения залежи. Однако заметное увеличение газоотдачи соответствует реально недостижимым темпам истощения. Поэтому можно утверждать, что в однородном пласте темп истощения практически не влияет на конечную газоотдачу и процесс слаборегулируем.

7.6.2. КОНЕЧНАЯ ГАЗООТДАЧА В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

В неоднородном пласте добавляется фактор языкообразования на фронте вытеснения. В обводненной зоне наблюдается оба типа защемления газа: и микро-, и макрозащемление. Последнее зависит от темпа истощения, согласно (7.34).

В итоге при обводнении газовой залежи в формировании конечной газоотдачи участвуют три процесса: 1) формирование самой обводненной зоны, абсолютный размер которой падает с ростом темпа истощения; 2) микрозащемление газа, объемная доля которого постоянна, а массовая доля падает с ростом темпа истощения (так как при этом падает давление в обводненной зоне); 3) макрозащемление газа, объемная доля которого возрастает, а массовая уменьшается с ростом темпа истощения. Отсюда видно, что третья тенденция может вступать в противоречие с первыми двумя. Вследствие этого возможны три качественных типа зависимостей конечной газоотдачи от темпа вытеснения (рис. 7.15).

Монотонная зависимость (кривая 1), при которой газоотдача монотонно растет с ростом темпа истощения. В пластах такого типа с ростом темпа истощения темп прироста объема макроцеликов отстает от темпа падения давления и темпа сокращения размеров обводненной зоны.

Экстремальная "минимальная" зависимость (кривая 2), при которой газоотдача сначала падает до минимума, а затем

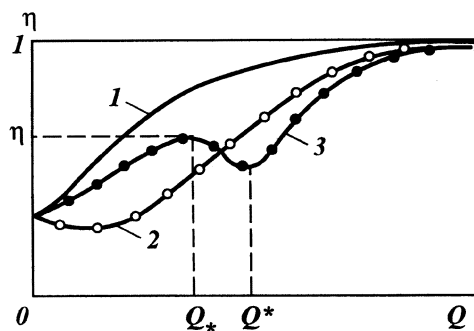


Рис. 7.15. Зависимость конечной газоотдачи η от темпа истощения в неоднородном обводняющемся пласте

растет до единицы с ростом темпа истощения. В пластах такого типа при малых темпах вытеснения доминирует тенденция роста объема целиков с ростом Q над всеми другими. По результатам расчетов этот случай достаточно редок на практике.

Экстремальная "минимаксная" зависимость (кривая 3), при которой зависимость газоотдачи от темпа истощения имеет максимум при малом Q_* и минимум при большом темпе истощения Q^* . В пластах такого типа при малых темпах $Q < Q_*$ доминирует тенденция уменьшения массовой доли защемленного газа с ростом темпа истощения. В интервале $Q_* < Q < Q^*$ начинает доминировать тенденция роста объема макроцеликов, и газоотдача понижается. При $Q > Q^*$ доминирует тенденция сокращения размеров обводненной зоны, и газоотдача снова растет.

Тип функции $\eta(Q)$ зависит от параметров неоднородности.

Зависимость типа кривой 3 представляет наибольший интерес, так как является типичной для сильно неоднородных сред типа сред с двойной пористостью и трещиновато-пористых. Возрастающая ветвь кривой в области больших темпов истощения на практике недостижима технологически, поэтому в реальности мы имеем дело с участком $0 < Q < Q^*$, на котором имеется один экстремум-максимум. Таким образом, в пределах реально достижимых темпов истощения сильно неоднородных залежей при водонапорном режиме существует оптимальный темп истощения Q_* , при котором конечная газоотдача максимальна.

Для каждого заданного пласта оптимальный темп вытеснения может быть вычислен по общей формуле для конечной газоотдачи (7.61).

Наличие оптимального темпа Q_* является фактически новым способом регулирования полноты извлечения газа из сильно неоднородных сред.

Вследствие вышеизложенного нет оснований считать извлекаемые запасы газа некоей фиксированной величиной для каждого конкретного объекта разработки. Категория извлекаемых запасов всегда является функцией технологии разработки или параметров заданной технологии. В связи с этим имеет смысл говорить о "технологически извлекаемых запасах". Применяя разные технологии разработки или меняя параметры в пределах одной и той же технологии, можно заранее планировать разное количество извлекаемых запасов газа.

Извлекаемые запасы в неоднородных пластах зависят от

двух параметров технологии истощения залежей, таких как: а) темп истощения (а значит, и количество скважин, и их дебиты) и б) стратегия изменения темпов истощения во времени. В связи с этим уместно пересмотреть подходы к прогнозированию конечной степени извлечения газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Закиров С.Н., Лапук Б.Б.* Проектирование и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1974.
2. *Теория водонапорного режима газовых месторождений*/ С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, Р.М. Кондрат и др. — М.: Недра, 1976.
3. *Панфилов М.Б., Панфилова И.В.* Осредненные модели фильтрационных процессов с сильно неоднородной внутренней структурой. — М.: Наука, 1996.
4. *Chierici G.L., Pizzi G., Cincci G.M.* Water drive gas reservoirs: Uncertainty in reserves equation from past history // *J. Petrol. Technol.* 1967. N 2.
5. *Булавинов Л.Б.* Исследование капиллярного вытеснения газа водой из естественных песчаников // *Новости нефтяной и газовой техники. Сер. Газовое дело.* — 1966. — № 7.
6. *Кондрат Р.М.* Экспериментальное исследование процесса вытеснения газа водой и извлечения заземленного газа // *Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.* — 1974. — № 11.
7. *Шурковский А.И.* Новые методы расчета газонасыщенности, газоотдачи, начальных запасов газа и испарения связанной воды при разработке газовых залежей и подземном хранении газа // *Обзор.* — М.: изд-во ВНИИЭгазпром, 1967.
8. *Blunt M.J., King P.* Relative permeabilities from two and tree dimensional pore scale network modelling // *Transport porous Media.* 1991. N 6.
9. *Koplik J., Lesseeter T.J.* Two-phase flow in random network models of porous media // *SPE J.* 1985. Vol. 25, N 1.
10. *Panfilova I.V., Muller J.* Two-scale method for the saturation transport simulation in the network model of porous media. — *Proc. International Congress "Recent Advances in Problems of Flow and Transport in Porous Media"*, Maroc, Marrakech, 9–12 June, 1996.
11. *Singhal A.K., Somerton W.H.* Quantitative modelling of immiscible displacement in porous media: A network approach // *Rev. Inst. fr. petrol.* 1977. Vol. 32, N 6.
12. *Ромм Е.С.* Структурные модели пористых сред. — М.: Недра, 1984.
13. *Abrams A.* The influence of fluid viscosity, interfacial tension and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood // *SPE J.* 1965. Vol. 15, N 5.
14. *Chatzis I., Kuntamukkula M.S., Morrow N.R.* Effect of capillary number on the microstructure of residual oil in strongly water-wet sandstones // *SPE Res. Eng.* 1988. Vol. 3, N 3.
15. *Chatzis I., Morrow N.R., Lim H.T.* Magnitude and detailed structure of residual oil saturation // *SPE J.* 1983. N 4.
16. *Ксенжек О.С.* Капиллярное равновесие в пористых средах с пересекающимися пораами // *Журнал физ. химии.* — 1963. — Т. 37. — № 6.
17. *Маркин В.С.* О капиллярном равновесии в модели пористого тела с пересекающимися пораами переменного сечения // *Докл. АН СССР.* — 1963. — Т. 151. — № 3.

18. *Панфилов М.Б.* Влияние структуры пористой среды на остаточную газонасыщенность при капиллярном впитывании жидкости // Изв. АН СССР. МЖГ. — 1981. — № 5.
19. *Панфилов М.Б.* Перколяционные характеристики ветвящихся моделей пористых сред // Изв. АН СССР. МЖГ. — 1990. — № 6.
20. *Чизмагжев Ю.А., Маркин В.С., Тарасевич М.Р., Чирков Ю.Г.* Макрокинетика процессов в пористых средах (Топливные элементы). — М.: Наука, 1971.
21. *Nickel B., Wilkinson D.* Invasion percolation on the Cayley tree: exact solution of a modified percolation model // Phys. Rev. Lett. 1983. Vol. 51.
22. *Панфилов М.Б., Жигенко Г.Г.* Газоотдача обводняющихся неоднородных пластов // Обзор информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — 1997.
23. *Кристеев Н.* Подземная гидравлика. Т. 2. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
24. *Панфилов М.Б.* Гидродинамика процессов разработки нефтегазовых пластов: Конспект лекций. — М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1989.



РАЗРАБОТКА СЛОЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО СОСТАВУ ГАЗА И КОЛЛЕКТОРСКИМ СВОЙСТВАМ ПЛАСТА

8.1. ОПЫТ ОСВОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Месторождения сложного состава, освоение и эксплуатация которых возможны только на основе создания газохимических комплексов, содержат помимо метана значительные количества более тяжелых углеводородов, включая конденсат, сероводород, углекислый газ, азот, меркаптаны, гелий, сероокись, а также целый ряд микрокомпонентов.

В табл. 8.1 приведен компонентный состав пластовой смеси по некоторым месторождениям природного газа.

Рассмотренные месторождения можно разбить на следующие группы, исходя из компонента, определяющего подход к разработке месторождения.

1. Метановые (Медвежье, Уренгойское, Северо-Ставропольское, Газлинское). Полностью доминирует метан. Концентрация этана еще не промышленная.

2. Этано-метановые (Шебелинское, Березанское, Шатлыкское).

3. Этано-конденсатогазовое (Вуктыльское).

4. Сероводородсодержащее, газоконденсатное, гелионосное (Оренбургское).

5. Конденсатное, сероводородсодержащее (Карачаганакское).

6. Серогазоконденсатное (Астраханское).

Таблица 8.1

Молярная доля компонента в составе месторождений природного газа, %

Месторождение	Компонент								Коэффициент $\frac{C_2+C_3}{C_3+C_4}$
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S	
Медвежье (сеноман)	99,3	0,08	0,001	0,001	0,01	0,6	0,02	—	40
Уренгойское (сеноман)	98,8	0,07	0,001	0,001	0,01	0,8	0,29	—	40
Северо-Ставропольское (хадум)	98,4	0,48	0,17	0,06	0,016	0,06	0,2	—	20
Газлинское (IX пласт)	95,3	2,8	0,04	0,05	0,020	1,6	0,2	—	30
Шатаькское	95,6	2,3	0,28	0,22	0,19	1,1	1,27	—	5,0
Шебелинское	92,5	4,1	1,0	0,32	0,31	1,5	0,1	—	4,2
Березанское	87,1	5,2	1,2	0,46	0,29	1,3	4,4	—	3,3
Вуктыльское	80,4	9,3	2,7	1,21	7,52	5,4	0,17	—	2,9
Оренбургское:									
объект I	83,1	4,3	1,5	0,59	1,83	2,7	2,4	4,4	2,2
объект III	83,7	4,4	1,5	0,75	1,83	6,6	1,3	1,7	2,2
Карачаганакское:									
объект I	73,8	5,4	2,6	1,37	7,05	0,71	5,28	3,36	3,1
объект II	69,3	6,16	3,34	1,34	8,87	0,90	6,24	3,46	3,3
Астраханское (скв. 32-А)	52,83	2,12	0,82	0,53	3,91	0,40	13,96	25,37	2,0
Тенгизское (нефтяное)	42,23	8,47	5,21	3,34	21,17	0,78	2,60	16,20	1,3

В газовой промышленности происходит переломный момент, связанный с подходом к разработке газоконденсатных месторождений. Переход на большие глубины приводит к появлению газоконденсатных месторождений со значительными ресурсами жидких углеводородов. При наличии крупных газовых месторождений и определенного дефицита в жидких углеводородах появилась необходимость и возможность планирования разработки ресурсов конденсата независимо от добычи газа. Впервые этот тезис был отражен в работе [1].

До последнего времени основой по конкретным месторождениям и регионам служила добыча газа, а добыча конденсата являлась производной. Все вводимые в эксплуатацию газоконденсатные месторождения (за исключением небольшого Ново-Троицкого в Днепровско-Донецкой впадине) разрабатывались на режиме естественного истощения. При этом динамика добычи конденсата характеризовалась быстрым

выходом на максимальный объем с последующим резким снижением.

Такой подход складывался исторически исходя из того, что в газовых ресурсах долгое время доминировали легкие углеводороды, в основном метан, доля которого доходила до 95 % и более, а потребность в жидких углеводородах практически полностью покрывала нефтяная промышленность.

В последние годы открыты месторождения, при разработке которых основную роль будут играть добыча и поставка не газа, а других более ценных компонентов. Так, в газе Астраханского месторождения доля метана составляет около 50 %, а кислых компонентов — более 40 %, в том числе почти 25 % сероводорода.

В пластовом сырье Карачаганакского месторождения доля метана составляет 70 %, а содержание тяжелых углеводородов C_{5+} достигает 800 г/м³.

Эти месторождения следует рассматривать как ресурсы полиминерального сырья, при разработке которых необходимо обеспечить максимальное извлечение и использование всех ценных компонентов, так как в составе сырья практически нет пригодных для использования в народном хозяйстве компонентов.

Освоение сероводородсодержащих газоконденсатных месторождений потребовало создания принципиально новых концепций проектирования разработки таких месторождений [2].

Крупный газохимический комплекс проектируется на срок эксплуатации не менее 30 лет после выхода на проектную мощность; желательно также, чтобы состав поставляемого на переработку сырья претерпевал минимальные изменения во времени.

Разработка газоконденсатных месторождений на истощение даже при достаточно длительном периоде постоянной добычи по газу сопровождается примерным постоянством выхода таких компонентов, как, например, сероводород и этан, и практически полным отсутствием периода стабильной добычи конденсата. Кроме того, существенные изменения претерпевает и состав добываемого конденсата за счет выпадения в пласте тяжелых углеводородов.

В этом случае проектные мощности по переработке конденсата оказываются недогруженными и их недоиспользование возрастает во времени, особенно если речь идет о крупном месторождении, а перспективы региона ограничены по ресурсам жидких углеводородов. Причем чем выше начальное

содержание конденсата в газе, тем более резкий темп падения добычи конденсата, тем больше недогрузка оборудования.

Надо учитывать, что затраты на современный газохимический комплекс составляют несколько миллиардов долларов. В этих условиях обеспечение проектных загрузок комплекса — одна из первостепенных задач. Постоянную добычу конденсата в течение определенного периода можно обеспечить только в случае разработки месторождений с поддержанием пластового давления.

Разработка на истощение характеризуется в основном низкими коэффициентами конденсатоотдачи. Если коэффициент газоотдачи обычно составляет 0,7–0,9, то конденсатоотдача — 0,3–0,6. При повышении содержания конденсата коэффициент его извлечения уменьшается. На Вуктыльском месторождении с начальным содержанием конденсата 360 г/м³ коэффициент конденсатоотдачи оценивается в 0,33, при этом в пласте останется значительное количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу за счет ретроградной конденсации при разработке месторождения на истощение. Следует оценивать отдельно коэффициенты извлечения и использования полезных компонентов. Это в наибольшей степени относится к таким компонентам, как этан, СО₂, гелий, конденсат.

Крупные газоконденсатные месторождения с высоким содержанием конденсата следует рассматривать как базовые по добыче жидких углеводородов — основного продукта. В этом случае можно провести аналогию с нефтяным месторождением с газовой шапкой, при разработке которого происходит временная консервация нефтяного газа, что не учитывается при определении экономической эффективности разработки месторождения с поддержанием давления.

Наиболее четко новый подход к разработке месторождений со сложным составом газа проявляется на примере месторождений Прикаспийской впадины.

Оренбургский газовый комплекс поставляет потребителям товарный газ, стабильный конденсат, серу, сжиженные газы, меркаптаны, гелий, ШФЛУ.

Период постоянной добычи основных компонентов (газа и сероводорода) на Оренбургском месторождении составил около 10 лет.

Новый подход проявился прежде всего в появлении понятия базовых месторождений по доминирующим, наиболее ценным компонентам. Астраханское месторождение рассма-

тривается как базовое по поставке сырья для выработки серы, а Карачаганакское — как базовое по добыче жидких углеводородов. Это означает, что прогнозируется долговременный период постоянных поставок соответственно по сере и жидким углеводородам.

Впервые в отечественной практике на Карачаганакском месторождении планировалось применение крупномасштабного сайклинг-процесса. Весь сухой газ, полученный после переработки сырья на газохимическом комплексе, предполагалось использовать для обратной закачки в пласт. Предусмотрены были, в случае необходимости, дополнительные поставки газа для закачки из транзитных магистральных газопроводов.

При освоении Астраханского и Карачаганакского месторождений, служащих долговременной сырьевой базой газохимических комплексов, на первый план выдвигается проблема комплексного и максимального использования всех компонентов, находящихся в пластовом флюиде, а также охраны окружающей среды. Темпы разработки таких месторождений и их конечная компонентоотдача определяются мощностями и рентабельностью газохимических комплексов.

Три месторождения определяют стратегию освоения газовых ресурсов Прикаспийской впадины — Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское. Каждое из них имеет свои особенности, требующие учета при проектировании их разработки и эксплуатации. Однако эти месторождения имеют и существенно сходные признаки — большой этаж газоносности, карбонатные коллекторы пермо-карбонового возраста, наличие H_2S , CO_2 , конденсата, жесткая связь динамики добычи газа с работой газохимического комплекса.

Оренбургское газоконденсатное месторождение (ОГКМ) — сравнительно неглубокозалегающее (1300—1800 м) с этажом газоносности до 550 м. Характеризуется неоднородным по площади и разрезу составом газа и содержанием стабильного конденсата 64—72 г/м³; имеются сероорганические соединения. Пластовое давление 20,4 МПа, пластовая температура 32 °С. К основной газоконденсатной залежи приурочены нефтяные оторочки.

Эксплуатация ОГКМ связана с трудностями, обусловленными быстрым снижением пластового давления в зонах отдельных УКПГ, приуроченностью значительных запасов к малопроницаемым коллекторам, активными водопроявлениями, отложениями солей, агрессивностью и токсичностью газа.

На ОГКМ в пятисотметровой толще карбонатных пород выделено и прокоррелировано 36 укрупненных пластов с различными емкостными и фильтрационными свойствами. Залежь по предложению Р.И. Вяхирева разделена на три эксплуатационных объекта, существенно отличающихся по площади, коллекторским свойствам, составу газа [3, 4].

Отработка продуктивной толщи и избирательное продвижение пластовой воды определяются наличием в разрезе и площадным распространением коллекторов с улучшенными фильтрационными свойствами, а также зонами с субвертикальной газодинамической связью между объектами.

Быстрому снижению пластового давления в отдельных зонах способствует неравномерная отработка залежи по площади и разрезу, наличие неразбуренных зон, занимающих более 30 % площади [5].

Разница в пластовых давлениях по объектам достигает 1,5–2 МПа, что приводит к появлению устойчивых межпластовых перетоков. В наименьшей степени обрабатываются низкопроницаемые коллекторы объекта I, запасы которого составляют 25 % общих. Для малопроницаемых коллекторов дискуссионным остается вопрос о промышленных запасах пластового флюида, так как принимаемый сейчас нижний предел пористости ($m = 6\div 7\%$) не всегда служит надежным критерием и требует учета проницаемости и начальных градиентов давления.

Анализ зависимостей S/z от $Q_{\text{доб}}$ для зон отдельных УКПГ позволяет сделать вывод о том, что избирательное внедрение пластовых вод в залежь не оказывает заметного влияния на восстановление пластового давления. По большинству УКПГ наблюдается практически газовый режим. Одной из главных особенностей и осложнений при разработке ОГКМ было интенсивное избирательное обводнение скважин уже на первом этапе эксплуатации. Стадию обводнения прошло более 100 скважин; процесс обводнения месторождения продолжается.

При избирательном продвижении воды в слоистую неоднородную залежь текущее пластовое давление может оказаться ниже линии газового режима в связи с защемлением целиков газа и ухудшением площадной вертикальной газодинамической связи между пластами.

Промыслово-геофизические данные свидетельствуют об избирательном продвижении пластовых вод в залежь по наиболее проницаемым и относительно изолированным пластам небольшой толщины. Доминирующее избирательное про-

движение контурных вод может усложняться из-за вертикального подтягивания подошвенной воды, по некоторым зонам связанного с трещиноватостью и закарстованностью, а также из-за растекания воды по наиболее дренируемым пластам в обводненных скважинах.

Принципиально возможно и целесообразно регулирование избирательного латерального продвижения воды в высокопроницаемых пластах небольшой толщины ее отбором.

С целью создания условий для возможности регулирования отработки отдельных объектов и избирательного продвижения пластовой воды предложена комбинированная система вскрытия эксплуатационных объектов с перекрытием продуктивной толщи эксплуатационной колонной и выборочной перфорацией.

Негативную роль в степени уменьшения вскрытия и дренирования объектов играют пробки, образующиеся при эксплуатации скважин как с открытым стволом, так и с закрытым забоем.

К основным видам осложнений при эксплуатации малодебитных скважин относится их самопроизвольная остановка при работе в неустойчивом режиме, связанном со скоплением в стволах жидкости — воды, конденсата.

На ОГКМ наблюдается вынос из скважин окрашенного конденсата. Цвет конденсата варьирует от бесцветного до черного, включая следующие оттенки: светлый, светло-желтый, светловатый, желтый, темно-желтый, светло-коричневый, коричневый, темно-коричневый, темный. Как известно, на этом месторождении имеются промышленные нефтяные оторочки и непромышленные оторочки мозаичного типа. Кроме того, в продуктивной толще газовой залежи имеется остаточная нефть, рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ).

Важный момент — установление площадного распространения отдельных компонентов, а в случае большого этажа газоносности — распределение компонентов по разрезу.

Проведенные на ОГКМ в 1979—1981 гг. исследования позволили выявить дифференциацию состава газа и газоконденсатной характеристики по объектам [6].

Переработка газов сложного состава предъявляет повышенные требования к объемам и качеству сырья, поставляемого на газоперерабатывающие заводы. Это требует разработки методов прогнозирования, контроля и регулирования текущей концентрации компонентов в добываемом сырье и степени их извлечения.

Расчеты, проведенные по ОГКМ, показывают, что изменение содержания отдельных компонентов в газе, добываемом по зонам различных УКПГ, происходит практически синхронно. Это означает, что начальное различие в составе газа по зонам УКПГ примерно сохраняется и в процессе разработки.

Концентрация отдельных компонентов в добываемом газе может изменяться также вследствие перетоков газа, площадных и скважинных. Их влияние особенно заметно в первый период разработки месторождения, когда пластовое давление заметно дифференцировано по площади из-за неодновременного ввода в эксплуатацию УКПГ. В процессе разработки месторождения масштабы площадных перетоков газа будут уменьшаться вследствие стабилизации зон отбора.

При разработке газоконденсатных месторождений на истощение довольно высокие суммарные коэффициенты извлечения можно получить для легкокипящих газообразных компонентов: метана, этана, пропана, азота, H_2S и CO_2 . Для условий ОГКМ при снижении пластового давления до 3,6 МПа потенциальный коэффициент извлечения из пласта указанных компонентов составляет 0,80–0,85. В то же время значительная часть компонентов остается в пласте в жидкой фазе. Так, компонентоотдача бутанов составляет 0,75–0,77, а легкокипящих меркаптанов — 0,66–0,74. Еще более резко изменяется компонентоотдача отдельных фракций конденсата (от 0,53 до 0,14). После давления начала конденсации все фракции конденсата начинают интенсивно переходить в жидкую фазу. Поэтому в режиме истощения невозможно обеспечить одновременно поставки на ГПЗ постоянного объема газа, конденсата и сероводорода. Необходимо также вводить термин "покомпонентный дебит".

Астраханское месторождение (АГКМ) — первое в нашей стране месторождение, в котором объемное содержание метана около 50 %, а кислых компонентов — более 40 %. Пластовая смесь представляет собой недонасыщенную газоконденсатную систему. Давление начала конденсации 38–40 МПа. Среднее содержание конденсата 260 г/м³, пластовая температура 110 °С.

Основные проблемы разработки Астраханского месторождения связаны с большой глубиной залегания (более 4000 м), аномально высоким пластовым давлением (около 63 МПа), неупругим характером деформирования пласта-коллектора, сложным составом природного газа, содержащего значительное количество неуглеводородных коррозионно-

активных компонентов (до 25% H_2S и 16 % CO_2), повышенным содержанием конденсата (260 г/м^3).

Отечественная газовая промышленность сталкивается впервые с таким типом высокосернистого месторождения, приуроченного к низкопроницаемым коллекторам.

Проблема переработки высокосернистого газа усложняется наличием в газе высокой концентрации CO_2 , сероорганических соединений (меркаптаны, COS , CS_2 и т.д.), тяжелых углеводородов.

Особого внимания требуют низкопроницаемые коллекторы АГКМ, для которых необходимо разрабатывать новые физико-химические методы воздействия на призабойную зону и пласт в целом. Следует отметить, что на первом этапе карбонатный коллектор АГКМ достаточно хорошо реагирует на массивированные спиртокислотные обработки, позволяющие снизить рабочие депрессии на пласт.

Эксплуатация АГКМ проходит в осложненных условиях, обусловленных низкой продуктивностью коллекторов, высокими депрессиями на пласт, повышенной коррозионной агрессивностью и токсичностью газа, гидратообразованием, выпадением конденсата в пласте, возможным сероотложением в пласте и коммуникациях.

Значительная часть месторождения приурочена к пойменной зоне и, по-видимому, не будет разбуриваться длительное время.

Требуется обоснования способ разработки АГКМ, так как при разработке на истощение коэффициент газоотдачи оценивается в 0,5–0,6. В связи с этим могут возникнуть новые крупномасштабные задачи по поддержанию пластового давления в слабопроницаемых деформируемых коллекторах за счет обратной закачки сухого газа и CO_2 .

При разработке месторождения на истощение после снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации рабочие дебиты скважин могут резко снизиться из-за "запирающего" эффекта, связанного с выпадением конденсата в призабойной зоне. Кроме того, снижение давления может привести к уменьшению дебитов из-за необратимых деформаций пласта, и поэтому основной эффект от поддержания давления связан с экономией значительного числа скважин благодаря замедлению темпов снижения рабочих дебитов.

Поддержанию рабочих дебитов, а также повышению газо- и конденсатоотдачи могут способствовать и циклические закачки CO_2 в призабойную зону скважин.

Таким образом, специфика АГКМ потребовала новых систем размещения скважин, совершенствования технологии бурения, добычи, промышленной подготовки, переработки газа и конденсата, новых решений по защите оборудования от коррозии и охране окружающей среды.

Карачаганакское месторождение (КНГКМ) выделяется глубиной залегания (до 5200 м), большим этажом продуктивности (1600 м), сравнительно небольшой площадью газоносности, высоким содержанием конденсата (до 800 г/м³), наличием парафинов (до 2 %). Объемное содержание метана в исследованных интервалах достигает 80 %, сероводорода 3,7 %, меркаптанов 0,2 %. Состав пластового газа отличается также высоким объемным содержанием этана (5–6 %) и пропан-бутановой фракции (4–5 %). Пластовое давление 53–60 МПа, пластовая температура 72–85 °С.

Весь сухой газ, получаемый после переработки на Оренбургском ГПЗ, предполагалось в будущем закачивать обратно в пласт для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента конденсатоотдачи.

В октябре 1984 г. месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию. На месторождении выделено три эксплуатационных объекта. В настоящее время эксплуатируется в основном верхний газоконденсатный объект, имеющий наибольший запас по давлению до начала ретроградной конденсации.

Добываемое сырье проходит промышленную подготовку на месторождении, затем газ сепарации и нестабильный конденсат отдельными потоками подаются для переработки на Оренбургский ГПЗ, расположенный в 150 км.

На Карачаганакском месторождении впервые в мировой практике планируется применение крупномасштабного регулируемого сайклинг-процесса для больших глубин и этажа продуктивности 1,6 км. Предполагается использование различных модификаций сайклинг-процесса с доведением годового объема закачки газа до 20 млрд. м³. Это позволит увеличить конденсатоотдачу на 20–25 %.

В связи с организацией на Карачаганакском месторождении сайклинг-процесса существенно возрастают требования к геологической изученности и разведанности сложнопостроенной Карачаганакской залежи, приуроченной к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Месторождение находится в стадии доразведки. Разведка таких месторождений должна проводиться как для крупных нефтяных месторож-

дений, т.е. со значительно большей степенью детализации, чем газовых.

Важнейшая задача для АГКМ и КНГКМ — интенсификация притока газа из низкопроницаемых коллекторов с большим этажом продуктивности. С этой целью совершенствуются существующие методы воздействия на призабойную зону и будет разрабатываться комплекс методов дальнего воздействия на пласт, в том числе: различные модификации ГРП, включая поинтервальный массивированный гидроразрыв, создание принципиально новых методов интенсификации на основе виброволновой технологии и техники, бурение наклонных и горизонтальных скважин, закачка в пласт CO_2 .

На КНГКМ проходят опытно-промышленную проверку базовые скважины, позволяющие максимально использовать продуктивный потенциал большого этажа газоносности. Базовая скважина БС-126 имеет открытый ствол, более 1000 м, и устойчиво работает с дебитом по газу 1,6 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$ и по нестабильному конденсату 1200 т/сут при средней проницаемости по разрезу менее 1 мкм^2 .

Сайклинг-процесс — дорогостоящее мероприятие, которое не гарантирует автоматически резкого повышения конденсатоотдачи и требует тщательной проработки технологических и технических решений. Это особенно важно для глубокозалегающего Карачаганакского месторождения, приуроченного к низкопроницаемым коллекторам.

Продолжительность бурения скважин составляет 1–1,5 года, и, таким образом, система разработки является весьма инерционной. Стоимость скважин глубиной 4–5 км достигает 50 % общих капиталовложений. Для сайклинг-процесса требуются компрессоры с давлением на выкиде 50 МПа.

Основные трудности сохранения уровня постоянной добычи жидких углеводородов в течение длительного времени связаны с необходимостью эффективного поддержания пластового давления рециркуляцией товарного газа в низкопроницаемые неоднородные коллекторы с большим этажом газоносности.

Во время сайклинг-процесса возможны быстрый прорыв газа в добывающие скважины и связанное с этим изменение состава сырья, подаваемого на ГПЗ. Прорыв газа по отдельным пропласткам может начаться уже в первые годы разработки, и через некоторое время доля сухого газа достигнет в добываемой продукции 10 % и более.

В настоящее время на КНГКМ проводится выделение

макрозон, для каждой из которых будет выбираться оптимальная модификация сайклинг-процесса и системы размещения и вскрытия добывающих и нагнетательных скважин.

Исходя из типа и параметров макрозон на Карачаганакском месторождении, можно применять различные модификации сайклинг-процесса: вертикальный, латеральный, циклический, комбинированный. Не исключено, что некоторые зоны продуктивной толщи окажется целесообразным разрабатывать на истощение, учитывая неэффективность применения для них сайклинг-процесса. Каждая макрозона будет характеризоваться своими коэффициентами газо- и конденсатоотдачи.

8.2. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вопросы оптимизации систем размещения и вскрытия скважин на многопластовых месторождениях, разрабатываемых при активном упруговодонапорном режиме, рассматривались в работах [3, 7].

После газоконденсатных месторождений Краснодарского края и Коробковского месторождения интенсивное избирательное продвижение пластовых вод на первом этапе эксплуатации было отмечено на Оренбургском газоконденсатном месторождении (ОГКМ).

Активные водопроявления по значительному числу скважин, неравномерность отработки залежи, площадные и межпластовые перетоки выдвинули на первый план проблему создания регулируемой системы разработки ОГКМ.

Проект разработки ОГКМ 1973 г. был выполнен исходя из предположений о массивности залежи и проявления газового режима на первом этапе эксплуатации. В соответствии с этим была принята и система разработки — равномерное размещение скважин в зоне разбуривания, вскрытие скважинами всей продуктивной толщи, не доходя 50 м до ГЖК, эксплуатация скважин с открытым забоем.

Фактическая разработка месторождения показала, что указанная система не позволяет контролировать и регулировать процессы отработки и обводнения сложнопостроенной залежи с большим этажом продуктивности, и потребовалось внесение корректив.

В 1979 г. было признано целесообразным перейти к сис-

теме разработки ОГКМ с выделением трех эксплуатационных объектов.

При размещении скважин по площади и объектам принимались во внимание следующие факторы. К 1979 г. по большинству зон УКПГ отсутствовала возможность оценить параметры отдельных эксплуатационных объектов и вести контроль за их отработкой и взаимодействием. Поэтому проектные скважины на 1979–1981 гг. были разнесены по эксплуатационным объектам исходя из первоочередной задачи – получения информации по отработке, газодинамической связи, коллекторским свойствам, продуктивным возможностям и запасам отдельных объектов.

Важный момент – создание условий для возможности регулирования отработки отдельных объектов и избирательного продвижения пластовых вод по площади и разрезу залежи.

При создании регулируемой системы разработки ОГКМ предусматривалось замедление темпов дренирования зон повышенной проводимости и опережающего обводнения по отдельным пластам.

Чтобы уменьшить форсированную отработку наиболее проницаемых пластов и снизить темп избирательного продвижения по ним пластовой воды, для проектных скважин была предложена закрытая конструкция забоя скважин с выборочной перфорацией по данным геофизических исследований и условий разработки. Положение забоя, диаметр и глубина спуска НКТ устанавливались дифференцированно для каждой конкретной скважины.

С 1979 г. на ОГКМ начал осуществляться переход на комбинированную систему вскрытия эксплуатационных объектов с закрытой конструкцией забоя и выборочной перфорацией.

По состоянию на 1/V 1981 г. на ОГКМ была пробурена 101 скважина, в том числе на объекте I – 48, на объекте II – 35, на объекте III – 18.

Вследствие перехода на комбинированную систему разработки и связанного с этим некоторого снижения рабочих дебитов скважин, необходимо было учитывать также и добывные возможности новых скважин с целью поддержания стабильного уровня добычи газа и отдельных компонентов. Началось разбуривание ряда новых зон в районе УКПГ-12, 9, 14 с повышенными эффективными толщинами. В плохо изученных зонах с предполагаемыми небольшими эффективными толщинами в объекте I предлагалось вскрывать объекты I

и II с последующей выборочной перфорацией обоих объектов по результатам геофизических данных. В любом случае добывающие скважины, предназначенные для дренирования объекта I, бурили со вскрытием объекта II или III.

С учетом низкой продуктивности объекта I в основном предусматривалась его совместная эксплуатация с объектом II или III (за исключением отдельных наиболее продуктивных зон).

Предусматривается бурение скважин на УКПГ-10 в наиболее продуктивной зоне с целью увеличения добычи газа с повышенным содержанием сероводорода. С этой же целью, а также с учетом быстрого падения пластового давления в южной части планировалось добуривание скважин в северной части УКПГ-9 с хорошими коллекторскими свойствами.

Допускалось создание скважин с совместным вскрытием нескольких объектов (в том числе с открытым стволом), расположенных в безопасных с точки зрения обводнения зонах.

Исходя из результатов проведенного пообъектного анализа разработки ОГКМ перед размещением проектных скважин на 1981 – 1983 и последующие годы ставились следующие задачи:

- обеспечение запланированной добычи газа;
- повышение газоотдачи объектов;
- перераспределение темпов дренирования по отдельным объектам;
- усиление дренирования неразбуренных зон;
- контроль за отработкой объектов по площади и разрезу;
- контроль за активностью водоносного бассейна;
- уточнение газоконденсатной характеристики и состава газа по объектам;
- уточнение положения ГЖК в отдельных зонах.

Для ОГКМ один из наиболее принципиальных вопросов – конструкция забоя. До 1979 г. практически все скважины были с открытым стволом. Пробурено несколько скважин с конструкциями забоя различных типов. В условиях активных водопроявлений, большого этажа газоносности, резкой неоднородности ФЕС по площади и разрезу эксплуатация скважин с открытым стволом имеет существенные недостатки:

- неуправляемая опережающая отработка отдельных наиболее высокопроницаемых пластов в разрезе и создание тем самым предпосылок для их избирательного обводнения;

почти по всем скважинам с открытым стволом отмечают пробки значительной толщины, которые в большинстве случаев непроницаемы;

невозможность проведения изоляционных работ при поступлении пластовой воды;

принятая одинаковая глубина для всех скважин приводила к тому, что отдельные высокопроницаемые пропластки с небольшими запасами вскрывались значительным числом скважин и имели повышенные темпы дренирования;

неуправляемое воздействие СКО на нижние интервалы;

практическая невозможность проведения поинтервальных работ по интенсификации притока газа и ГРП;

растекание воды в пласты с пониженным пластовым давлением в простаивающих обводненных скважинах.

В то же время закрытая конструкция с выборочной перфорацией позволяет:

осуществлять регулирование темпов дренирования объектов и даже отдельных пластов по площади и разрезу;

бурить и эксплуатировать скважины в зонах с уже обводненными пластами в разрезе продуктивной толщи;

избежать образования пробок большой толщины;

увеличить период безводной эксплуатации скважин;

проводить ремонтно-изоляционные работы и направленные обработки призабойной зоны;

компоновать при необходимости в одной скважине пласты примерно одинаковыми продуктивными характеристиками.

С учетом сказанного для проектных скважин ОГКМ в качестве основной выбрали закрытую конструкцию забоя с выборочной перфорацией по данным ГИС.

Скважины должны быть оборудованы съемными пакерами, надпакерным и подпакерным циркуляционными клапанами, клапанами-отсекателями.

Хвостовики НКТ в скважинах объектов I и II спускаются на глубину нижних отверстий перфорации, в скважинах объекта III – на глубину несколько выше забоя.

Открытый ствол в пределах одного или всех эксплуатационных объектов следует признать допустимым для скважин, расположенных в безопасных с точки зрения обводнения зонах, а также для большинства скважин в зоне УКПГ-10 (за исключением скважин, забой которых будут расположены в непосредственной близости от ГЖК).

Даже в пределах одного объекта встречаются пласты-коллекторы, отличающиеся по проницаемости на один-три

порядка, и, таким образом, трудно избежать опережающей отработки лучших пластов в скважине.

Отсюда следует вывод о том, что должно проводиться площадное регулирование отбора из этих пластов за счет различного числа скважин, определяющих суммарный темп отбора из пластов.

При сложном наборе пластов с различными ФЕС выборочная перфорация позволяет скомпоновать в одной скважине пласты с близкими значениями проницаемости, входящие в разные объекты.

Изучение площадной и вертикальной неоднородности коллекторов, особенно в зоне газоводяного контакта, имеет принципиальное значение для понимания механизма обводнения пластов и создания геологической основы для проведения расчетов, связанных с продвижением пластовых вод.

Указанные вопросы рассматриваются на примере ОГКМ, разработка которого сопровождается активным водопроявлением практически с самого начала разработки.

Продуктивная толща основной артинско-средне-каменноугольной залежи ОГКМ сложена преимущественно известняками, иногда слабо доломитизированными и сульфатизированными. На общем фоне низкой и средней проницаемости пород отмечается наличие в разрезе залежи коллекторов с улучшенными фильтрационными свойствами (УФС).

Анализ геофизических и геолого-промысловых материалов по ОГКМ показывает, что неравномерная отработка продуктивной толщи и избирательное продвижение пластовой воды во многом определяются наличием в разрезе и площадным распространением коллекторов с УФС.

8.2.1. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Оренбургское газоконденсатное месторождение характеризуется сложным геологическим строением. В пределах основной газоконденсатной залежи с этажом газоносности свыше 500 м выделено три эксплуатационных объекта и два раздела. Каждый объект, в свою очередь, является сочетанием группы взаимодействующих и изолированных (частично или регионально) пластов. Карбонатный коллектор ОГКМ характеризуется низкой средней проницаемостью, однако по разрезу залежи выделяется целый ряд высокопроницаемых пластов небольшой толщины, что создает благоприятные условия для

избирательного продвижения пластовой воды. На процессы обводнения и извлечения газа существенное влияние оказывают капиллярные эффекты. Пластовая вода, продвигаясь по наиболее проницаемым пропласткам и впитываясь под действием капиллярных сил, вытесняет газ из прилегающих пластов (если пласты гидрофильны) и способствует тем самым увеличению газоотдачи. С другой стороны, в силу неоднородности пластов как по разрезу, так и по площади, впитывание воды в различных зонах будет неодинаковым. В результате возможно образование значительных по размерам зон защемленного, но подвижного газа. Макрозатемлению способствует также наличие гидрофобных участков в пласте. Появление зон макрозатемления может привести к значительному снижению газоотдачи.

Кроме того, если к высокопроницаемому пласту примыкают менее проницаемые гидрофобные пласты, то его обводнение не будет сопровождаться капиллярной пропиткой и, следовательно, приведет к более быстрым темпам вторжения воды в залежь и резкому ухудшению вертикальной газодинамической связи между пластами.

В связи с этим для ОГКМ приобретают особое значение вопросы регулирования процессов вторжения воды в залежь. Указанная задача решается на основе методов математического моделирования.

Расчетная модель процессов обводнения газовых залежей пластовой водой основывается на математическом описании совместной фильтрации газа и воды с использованием геолого-промысловых информации и геометрии залежи, ее фильтрационных параметров, расположении скважин, динамике отборов газа и т.д.

Основу математической модели составляют уравнения двухфазной фильтрации газа и воды, полученные при следующих предположениях: фазы считаются несмешивающимися, химически не реагирующими и подчиняющимися обобщенному закону Дарси [8]:

$$v_i = -\frac{kk_i(s)}{\mu_i} \text{grad}(p_i + \rho_i g), \quad i = 1, 2. \quad (8.1)$$

Здесь v_i , $k_i(s)$, μ_i , p_i , ρ_i с индексом $i = 1$ — соответственно вектор скорости фильтрации, относительная фазовая проницаемость, вязкость, давление, плотность газовой фазы; те же обозначения с индексом $i = 2$ — то же, жидкой фазы; s — газонасыщенность; g — ускорение свободного падения; k — проницаемость породы.

Считается, что разность давлений в фазах равна капиллярному давлению:

$$p_1 - p_2 = R_k(s) = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} f(s), \quad (8.2)$$

где σ — коэффициент межфазного натяжения; θ — краевой угол смачивания; $f(s)$ — безразмерная функция Лаверетта; m — пористость.

Уравнение неразрывности потока i -й фазы

$$\operatorname{div}(\rho_i \vec{v}_i) + m \frac{\partial \rho_i s_i}{\partial t} = 0. \quad (8.3)$$

Замыкают систему (8.1) — (8.3) следующие уравнения:

$$\rho_i = \rho_i(\rho) \text{ и } s_1 + s_2 = 1 \quad (8.4)$$

или

$$s_2 = 1 - s_1 = 1 - s. \quad (8.5)$$

Интегрирование системы нелинейных уравнений (8.1) и (8.5) при соответствующих граничных и начальных условиях можно выполнить только численно. Но и в этом случае учесть все особенности геологического строения ОГКМ невозможно, поэтому расчеты проводились на основе следующих упрощений [9].

Каждый из трех выделенных эксплуатационных объектов рассматривали изолированно друг от друга. Внутри каждого объекта выделяли либо отдельные изолированные пласты, либо совокупности взаимодействующих пластов. В первом случае в каждом выделенном пласте фильтрацию можно считать плоской. Тогда, пренебрегая градиентом капиллярного давления, систему уравнений (8.1) — (8.5) можно записать в виде

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\varphi(s, p) \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\varphi(s, p) \frac{\partial p}{\partial y} \right] = m \frac{\partial [s(p_2 - p_1) - p_2]}{\partial t}; \quad (8.6)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} [F(s, p) v_x] + \frac{\partial}{\partial y} [F(s, p) v_y] = -m \frac{\partial \bar{p}_2 (1 - s)}{\partial t}, \quad (8.7)$$

где

$$\varphi(s, p) = \frac{kk_1(s)}{\mu_1} \rho_1 \frac{kk_2(s)}{\mu_2} \rho_2; \quad \rho_0 = \rho_i \frac{p_i}{p_0};$$

ρ_0 — плотность газа при $p = p_0$; $F(s, p) = \frac{kk_2(s)}{\mu_2} \bar{\rho}_2 / \varphi(s, p)$ — доля воды в общем потоке; v_x, v_y — проекции суммарной

скорости фильтрации соответственно на горизонтальные оси x и y .

В случае взаимодействующих пластов необходимо решать трехмерные уравнения с учетом фильтрации в вертикальном направлении. Здесь, как и в уравнениях (8.6) и (8.7), можно пренебречь градиентом капиллярного давления по координатам x и y , но в вертикальном направлении им пренебрегать нельзя, так как пласты достаточно тонкие и влияние капиллярных эффектов на перетоки между пластами может быть существенным. Более того, если пласты резко различаются по фильтрационным параметрам, то перетоки, вызванные перепадом давления, будут несущественными по сравнению с капиллярной пропиткой. В этом случае можно пренебречь суммарным потоком газа и воды по вертикали [10]. Такая модель была принята для исследования особенностей продвижения воды в многослойных пластах. Это позволяет также существенно упростить систему уравнений (8.6) – (8.7). Действительно, для суммарного потока в направлении оси z справедливо выражение

$$v_z = -\varphi(s, u) \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{k_1 k_2(s)}{\mu_1} \bar{\rho}_1 \gamma_1 - \frac{k k_2(s)}{\mu_2} \bar{\rho}_2 \gamma_2 + \frac{k_2 k_2(s)}{\mu_2} \bar{\rho}_2 \frac{\partial p_k}{\partial z}.$$

Так как по предположению $v_z = 0$, то

$$\frac{\partial p}{\partial z} + \gamma_2 = - \left[1 - F(s, p) \left(\frac{\partial p_k}{\partial z} - \Delta \gamma \right) \right],$$

где $\Delta \gamma = \gamma_2 - \gamma_1$; $\gamma_i = \rho_i g$; $p = p_1$.

Тогда окончательно систему (8.6) – (8.7) можно записать в виде

$$\left[\varphi(s, p) \frac{\partial}{\partial y} \right] + \frac{\partial p}{\partial y} \left[\varphi(s, p) \frac{\partial p}{\partial y} \right] = m \frac{\partial [s(\bar{\rho}_2 - \bar{\rho}_1) - \bar{\rho}_2]}{\partial t}; \quad (8.8)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} [F(s, p) v_x] + \frac{\partial}{\partial y} [F(s, p) v_y] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\psi(s, p) \left(\frac{\partial p_k}{\partial z} - \gamma \right) \right], \quad (8.9)$$

где

$$\psi(s, p) = \frac{k k_2(s)}{\mu_2} \bar{\rho}_2 [1 - F(s, p)] = \frac{-m \partial \rho_2 (1 - s)}{\partial t}.$$

Системы (8.6) – (8.7) и (8.8) – (8.9) отличаются друг от друга вторыми уравнениями. Таким образом, для n -слойного пласта необходимо решить n плоских уравнений (8.8) – (8.9) с последующим расчетом капиллярно-гравитационной сегрегации.

Простейшую схему расщепления для уравнения в дифференциальной форме можно записать в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} [F(s^m, p)v_x] &= -m \frac{\partial [\rho_2(1-s)]^{m+\frac{1}{2}}}{\partial t}; \\ \frac{\partial}{\partial y} [F(s^{m+\frac{1}{2}}, p)v_y] &= -m \frac{\partial [\rho_2(1-s)]^{m+\frac{3}{2}}}{\partial t}; \\ \frac{\partial}{\partial z} \left[\psi(s^{m+\frac{3}{2}}, p) \left(\frac{\partial \bar{p}_k(s^{m+1})}{\partial z} - \Delta \gamma \right) \right] &= -m \frac{\partial [\rho_2(1-s)]^{m+1}}{\partial t}. \end{aligned}$$

Здесь принято обозначение $s^m = s(k, D_m)$, где m – номер временного интервала.

Конечно-разностные аппроксимации уравнений (8.6) – (8.7) и (8.8) – (8.9) рассмотрены в работах [8, 10].

Численный анализ процесса обводнения проводился на примере укрупненного пласта Π_1 , относящегося к верхней части объекта Π [9]. Пласт Π_1 выбран в качестве модельного, так как он изолирован от нижней части объектов Π и Π_1 и по нему отмечаются активные водопроявления.

Из пяти пластов, входящих в состав Π_1 , пласты $\Pi_1^1, \Pi_1^3, \Pi_1^5$ – продуктивные; пласты Π_1^2 и Π_1^4 – разделы.

По геолого-промысловым данным пласты Π_1^1 и Π_1^5 выклиниваются в сторону водоносного бассейна, имеют ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства и не относятся к водоопасным. Наиболее водоопасен пласт Π_1^3 , отличающийся значительно лучшими коллекторскими свойствами и имеющий гидродинамическую связь с водонапорным бассейном на определенных участках границы.

Численный эксперимент состоял из двух этапов:

- 1) воспроизведение истории разработки;
- 2) моделирование процессов регулирования продвижения воды в залежь.

На первом этапе подбирались такие параметры пласта, при которых обводнялись скважины, выносящие пластовую воду по фактическим данным (зоны УКПГ-6, 12).

Первоначальные параметры продуктивной части пласта Π_1^3 принимали равными: средняя проницаемость – 10 мкм²; средняя пористость – 0,11; запасы – 17,37 млрд. м³; эффективная толщина пласта изменяется от 1 до 5 м; начальная газонасыщенность – 0,65.

Следует отметить, что в пределах пласта III_1^3 имеются зоны выклинивания, состоящие из низкопроницаемых пород с повышенной водонасыщенностью. Однако из-за низкой проницаемости (порядка $0,1 \text{ мкм}^2$) вода в них неподвижна.

Расчеты показали, что продвижение воды, по существу, не отмечается при проницаемости 10 мкм^2 и незначительно при 100 мкм^2 .

Таким образом, были смоделированы условия, при которых расчетное обводнение скважин приближалось к фактическому. Начальное и текущее положения ГВК на конец 1982 г. показаны на рис. 8.1.

Сравнение результатов показывает, что продвижение ГВК заметно замедляется, если обводнившиеся скважины продолжают работать с выносом воды. Этот же результат указывает на принципиальную возможность регулирования продвижения пластовой воды для принятых условий. В развитие этого вывода было исследовано продвижение воды для случая, когда обводнившиеся скважины переводятся на эксплуатацию с заданным отбором воды. Рассмотрен вариант, в котором каждая из трех укрупненных скважин начиная с 1980 г. продолжает эксплуатироваться с заданным отбором воды $100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

При такой эксплуатации скважин удалось получить обратное движение ГВК до линии расположения указанных укрупненных скважин, на которой он остановился.

По промысловым и геофизическим данным продвижение пластовой воды наблюдается в районах УКПГ-6, 8 (рис. 8.2). При анализе исходных геолого-промысловых данных выяв-

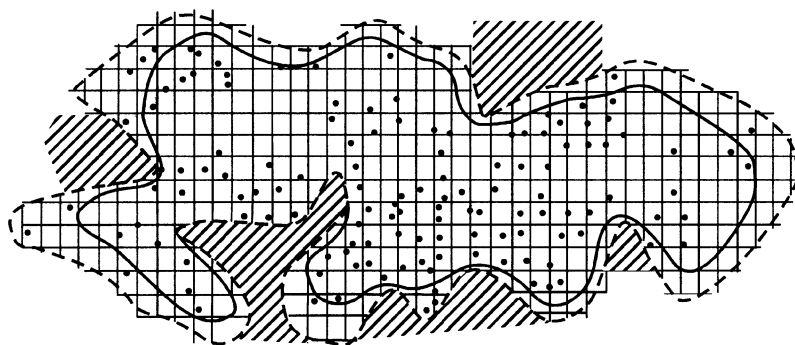


Рис. 8.1. Схема расчетного продвижения воды по пласту III_1^3 на конец 1982 г.

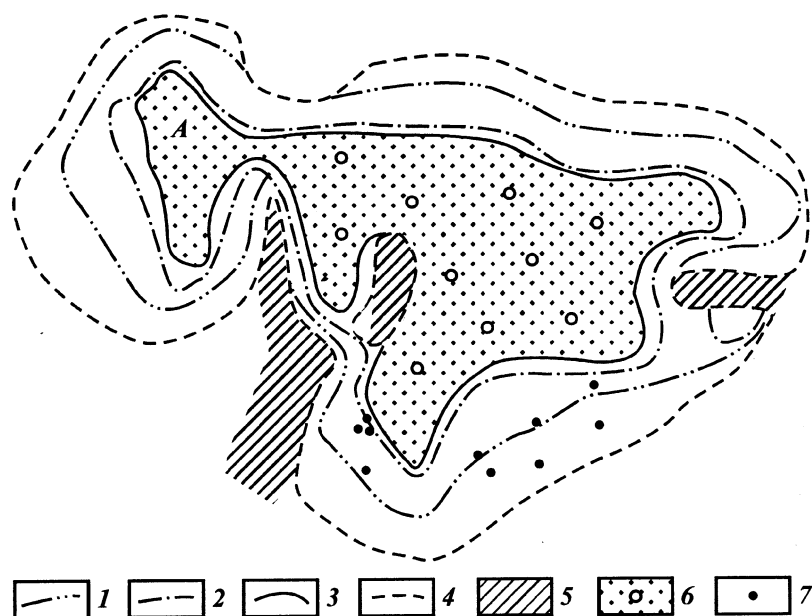


Рис. 8.2. Прогноз продвижения пластовой воды по пласту III₂:
 1, 2, 3 — положение текущего ГВК на 1980, 1985, 1987 гг. соответственно; 4 — начальный ГВК; 5 — зоны непроницаемых пород; 6, 7 — добывающие и обводненные скважины соответственно

лена неразбуренная зона А в западной части пласта (УКПГ-12), которая, по-видимому, дренируется в основном за счет площадных перетоков газа в зону основных отборов газа (УКПГ-2, 6, 7, 8). При проведении расчетов проницаемость, пористость, запасы, а также отборы газа были скорректированы так, чтобы воспроизводилось фактическое обводнение скважин. Это оказалось возможным при проницаемости пласта 1000 мкм^2 , пористости 8–9%. Проницаемость в зонах выклинивания принималась равной 1 мкм^2 .

В первые годы разработки наиболее интенсивное продвижение воды наблюдалось в южной части пласта в районах УКПГ-6, 8, т.е. в зоне, где быстро снижалось пластовое давление. При этом вдоль границ зон выклинивания образуются языки прорыва воды, что приводит к "разрезанию" залежи и к макрозащемлению значительного объема газа (см. рис. 8.2). Из результатов численного моделирования видно, что суще-

стествовали предпосылки для активного обводнения значительной части пласта Π_7^2 к 1987 г. (суммарный отбор $\approx 50\%$ от начальных запасов).

Процесс обводнения на ОГКМ определяется в большей степени не параметрами отдельных пластов, а сочетанием пород различного типа, поэтому представляет интерес исследовать продвижение воды по совокупности таких пропластков с учетом их капиллярно-гравитационного взаимодействия. Эти процессы могут способствовать формированию сложной, необычной формы границы раздела газ – вода, что необходимо учитывать при анализе геолого-промысловых материалов по обводнению и разработке рекомендаций по регулированию процесса обводнения.

Особое значение имеет учет капиллярной пропитки в случае пластов малой толщины и зональной неоднородности пород по коллекторским свойствам.

В работе [11] рассмотрено влияние гидрофобных зон на процессы обводнения газовой залежи по совокупности пластов. Была проведена серия численных экспериментов на профильной модели газовой залежи, представляющей трехслойный пласт с взаимодействующими пропластками различной проницаемости. Задача состояла в изучении влияния на динамику обводнения капиллярно-гравитационных эффектов, в том числе при чередовании гидрофобных и гидрофильных участков пласта по направлению вытеснения газа водой.

Первоначально расчеты были проведены для горизонтального пласта с наклонным криволинейным начальным контуром ГВК. На рис. 8.3 этот контур изображен линией AB , которая аппроксимируется в расчетной модели ломаной.

На рис. 8.4 приведены профили водонасыщенности в каждом из пропластков на момент отбора 70% начальных запасов газа, отборы газа из пропластков распределяются пропорционально kh .

Как видно (см. рис. 8.4, a), капиллярные силы выравнивают фронт вытеснения. Интересно отметить характер вытес-

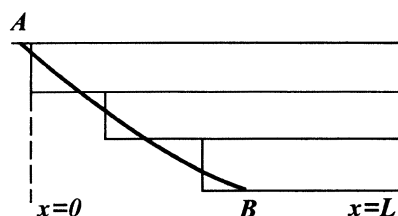


Рис. 8.3. Схема профиля трехслойного пласта

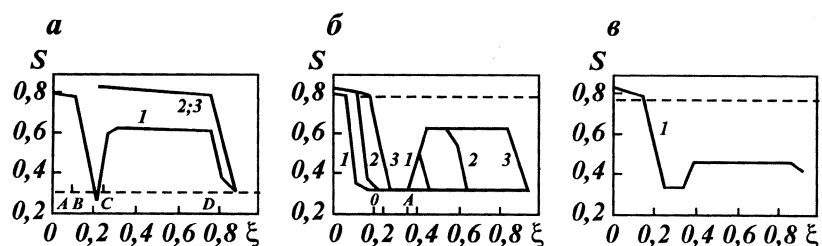


Рис. 8.4. Кривые распределения водонасыщенности в слоистом пласте. Про-
пласток:
1 – верхний; 2 – средний; 3 – нижний

нения газа водой в верхнем пропластке. Вода, вторгаясь в высокопроницаемый средний пропласток, начинает впитываться в верхний, образуя в нем три зоны: AB – зону вытеснения с максимальной водонасыщенностью 80%; BC – зону защемленного газа с максимальной водонасыщенностью 30%; CD – зону капиллярной пропитки с водонасыщенностью 60%. Зона защемленного газа BC замедляет дальнейшее распространение зоны вытеснения AB , в результате чего может оказаться, что по скважинам, попавшим в зону CD , водопроявление начнется раньше, чем по скважинам в зоне BC , расположенным ближе к начальному контуру газонасыщенности.

Данная ситуация еще в большей степени будет характерна для пластов, в которых чередуются гидрофильные и гидрофобные участки. На рис. 8.4, б показана динамика обводнения верхнего пропластка, в котором имеется участок OA гидрофобной среды.

Результаты расчетов показывают, что пластовая вода в среднем пласте, минуя гидрофобный участок в верхнем пропластке, начинает впитываться в него на значительном расстоянии от границы залежи, и, таким образом, обводнение скважин, находящихся в указанной зоне и дренирующих верхний пласт, будет происходить не за счет подъема подошвенной воды, а за счет избирательного продвижения воды по высокопроницаемым прослоям и последующей капиллярной пропитки ("вторичное" обводнение). Данный механизм водопроявлений может иметь место на Оренбургском месторождении, где встречаются чередующиеся участки гидрофильных и гидрофобных пород.

Расчеты проводились при значении коэффициента межфазного натяжения $\sigma \cos \theta = 75 \cdot 10^{-3}$ Н/м, при котором параметр $\beta = (\sigma \cos \theta / p_0) \sqrt{m/k}$, являющийся отношением ха-

ракторного капиллярного давления к характерному гидродинамическому, принят равным $7,5 \cdot 10^{-3}$. Пористость $m = 0,127$, начальное пластовое давление $p_0 = 20,4$ МПа.

Уменьшение параметра β до $7,5 \cdot 10^{-4}$ приводит к снижению водосодержания в зоне пропитки до 44 %, что является следствием ослабления действия капиллярных эффектов по сравнению с гравитационными (рис. 8.4, в).

Таким образом, в обводняющихся пластах со слоистой неоднородностью возможно образование защемленных целиков газа. Наличие таких целиков может значительно усложнить картину обводнения, так как они будут играть роль своеобразных буферов на пути продвижения воды и замедлять ее продвижение. Вода будет обтекать газонасыщенные зоны с повышенным давлением (целик первого типа) и гидрофобные зоны (целик второго типа), текущая граница газ – вода в плане может приобрести сложную форму. Такой характер текущего контура газоносности может привести в итоге к макрозатемлению значительных объемов газа. Более вероятным представляется макрозатемление целиков второго типа, связанных с гидрофобными участками.

Методический подход к прогнозу обводнения на месторождениях типа ОГКМ заключается в "расщеплении" эксплуатационных объектов на отдельные пласты или их группы на основе детального анализа по этим пластам геолого-геофизических и промысловых данных, воспроизведения фактической истории разработки и дальнейшего прогноза обводнения на основе разработанной и описанной математической модели. Полученные текущие контуры газоносности по отдельным пластам накладываются друг на друга для получения общей картины обводнения в целом по объекту и разработки мероприятий по регулированию продвижения воды по площади и разрезу.

Показана возможность создания условий для обратного движения текущего контура газоносности ("осушение пласта") при обеспечении достаточных темпов отбора воды из скважин в пределах обводненной зоны.

Для утилизации отобранной пластовой воды необходимо предусматривать нагнетательные скважины непосредственно в зонах УКПГ для закачки воды в глубокие пласты. Рекомендации по форсированному отбору пластовой воды из обводняющихся скважин и бурению специальных нагнетательных скважин были реализованы на ряде УКПГ Оренбургского месторождения.

Для условий ОГКМ требуется также разработка методов регулирования продвижения воды по субвертикальным зонам и их сочетания с избирательным вторжением контурных вод по отдельным пластам.

8.3. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основные проблемы разработки и эксплуатации Астраханского серогазоконденсатного месторождения (АГКМ) связаны с большой глубиной залегания низкопроницаемых карбонатных коллекторов, аномально высоким пластовым давлением, неупругим деформированием пласта-коллектора, а также со специфическим составом природного газа, содержащим значительное количество неуглеводородных компонентов и тяжелых углеводородов.

Астраханское месторождение служит сырьевой базой газохимического комплекса с периодом стабильных поставок сырья не менее 25–30 лет.

Газодинамическая модель АГКМ включает процесс двумерной фильтрации пластовой смеси в деформируемой пористой среде, уравнение состояния газа, зависимости изменения пористости, проницаемости и вязкости от давления [12].

Изотермическая фильтрация газа в деформируемой пористой среде описывается при помощи уравнения, выражающего неразрывность течения однородного флюида при выполнении закона Дарси

$$\operatorname{div}\left[\frac{k(p)\rho(p)}{\mu(p)}\operatorname{grad}p\right]=\frac{\partial m(p)\rho(p)}{\partial t}+Q, \quad (8.10)$$

где div и grad – двумерные операторы соответственно дивергенции и градиента; p – давление; $k(p)$ и $m(p)$ – соответственно проницаемость и пористость среды, зависящие от давления; $\mu(p)$ и $\rho(p)$ – соответственно вязкость и плотность газа, зависящие от текущего давления и компонентного состава; Q – плотность стоков; t – время.

Для $k(p)$ и $m(p)$ принят экспоненциальный характер изменения от давления [14]:

$$k(p) = k_0(x, y)\exp[\alpha_k(p - p_0)];$$

$$m(p) = m_0(x, y)\exp[\alpha_m(p - p_0)],$$

где $k(x, y)$ и $m_0(x, y)$ – значения соответственно проницаемо-

сти и пористости при начальном давлении p_0 ; x и y — координаты точки пласта; α_k и α_m — коэффициенты изменения проницаемости и пористости соответственно.

Для расчетов были использованы изменения проницаемости и пористости от давления в виде

$$\begin{aligned} k &= k_0(x, y) [1 + \alpha_k(p - p_0)]; \\ m &= m_0(x, y) [1 + \alpha_m(p - p_0)], \end{aligned} \quad (8.11)$$

содержащие два первых члена разложения в ряде Тейлора показательной функции $\exp[\alpha(p - p_0)]$.

Параметры, характеризующие физические свойства пластового флюида, — вязкость $\mu(p)$ и коэффициент сверхсжимаемости $z(p)$ — аппроксимируются следующими выражениями (при допущении, что в процессе разработки соотношения компонентного содержания пластовой смеси не изменяются):

$$\begin{aligned} \mu(u) &= 0,026 + 0,164u - 0,021u^2; \\ z(u) &= 0,547 + 0,494u + 0,153u^2, \end{aligned} \quad (8.12)$$

где

$$u = p/p_0.$$

Уравнение состояния используется в виде

$$\rho(p) = \rho/[z(p)RT]. \quad (8.13)$$

При формулировке граничных условий контур залежи считается непроницаемым:

$$\partial p / \partial n = 0, \quad (x, y) \in \Gamma, \quad (8.14)$$

где n — отрезок к контуру Γ .

При формулировке граничных условий на внутренней границе (стенке скважин) принят режим постоянной депрессии на пласт. Принимается, что вблизи скважины фильтрация газа является плоскорадиальной и следует закону Дарси, тогда

$$\begin{aligned} Q &= - \frac{2k_0\pi h \partial p}{\ln R / r_c \partial r}; \\ p &= \int_{p_0}^p \frac{\rho \exp[\alpha_k(p - p_0)]}{\mu(p)z(p)} dp, \end{aligned} \quad (8.15)$$

где R — условный радиус питания; r_c — радиус скважины.

Подынтегральное выражение в (8.15) во всех практически важных случаях достаточно точно аппроксимируется квад-

ратным трехчленом $a + bp + cp^2$, после подстановки которого в (8.15) связь между Q и Δp примет вид

$$Q = -\frac{2\pi k_0 h}{\ln R/r_c} \Delta p \left[a + \frac{b}{2}(2p_k - \Delta p) + \frac{c}{3}(3p_k^2 - 3p_k \Delta p + \Delta p^2) \right], \quad (8.16)$$

где p_k — давление на контуре питания, которое в расчетах принимается равным среднему давлению в элементе конечно-разностной сетки, содержащем скважину; $\Delta p = p_k - p_c$; p_c — давление на стенке скважины.

Расчет дебитов Q по формуле (8.16) проводится одновременно с решением уравнения (8.10) при соответствующих граничных и начальных условиях. При этом начальным условием считается заданное начальное давление p_0 .

$$p(x, y) = p_0 \text{ при } t = 0. \quad (8.17)$$

Система уравнений (8.10) — (8.17) решается численно методом конечных разностей с использованием пространственно-временной сетки. Расстояние между двумя последовательными узлами в пространстве назовем шагом сетки и обозначим h . Буквой l обозначим временной интервал. Узловая точка, в которой определяется некоторая физическая величина, в двухмерном случае обозначается индексами i, j (индекс i — номер столбца, а индекс j — номер строки). В дальнейшем будем считать сетку квадратной так, что шаги по осям x и y будут равны. При переходе от непрерывной области к дискретной (сеточной) и замене непрерывных величин кусочно-постоянными границу между двумя соседними ячейками можно рассматривать как линию разрыва параметров фильтрационного потока. Поэтому при переходе от дифференциального уравнения (8.15) к его конечно-разностной аппроксимации требуется выполнение условия

$$\left(\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial n} \right)^+ = \left(\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial n} \right)^-, \quad (8.18)$$

где верхние индексы "+" и "-" обозначают значение физической величины соответственно слева и справа от линии разрыва. Условие (8.18) выражает, таким образом, непрерывность потока в точках линии разрыва фильтрационных параметров. Тогда конечно-разностное уравнение можно записать в виде

$$(\Lambda_1 + \Lambda_2)p_{i,j} = M_{i,j} \frac{\partial p_{i,j}^{m+1} - p_{i,j}^m}{l} + Q_{i,j}, \quad (8.19)$$

где

$$\Lambda_i p_{i,j} = \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i+1/2} \frac{p_i + 1,5p_{ij}}{h} - \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i-1/2} \frac{p_{ij} - p_{i-1,j}}{h};$$

аналогичный смысл имеет разностный оператор Λ_i относительно индекса j ; верхний индекс m — номер временного шага;

$$M_{i,j} = \{d[m(p)(\rho)]/dp\}_{i,j}.$$

Для коэффициентов $k\rho/\mu$ в дробных узлах $i \pm 1/2$ при выполнении условия (8.18) получаем выражение

$$\left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i\pm 1/2,j} = \frac{2 \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i\pm 1,j} \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i,j}}{\left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i\pm 1,j} \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i,j}}. \quad (8.20)$$

Таким образом, уравнение (8.19) в сочетании с (8.20) является разностным аналогом закона сохранения массы.

Для аппроксимации условия (8.14) непрерывная граница заменяется кусочно-ступенчатой линией. При этом выделяется четыре типа граничных ячеек. Рассматривается ячейка типа 1 и интегрируется уравнение (8.10) по площади этой ячейки. Применяя формулу Грина, получим

$$\begin{aligned} \int_{AB} \frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} dx + \int_{BD} \frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} dy + \int_{DC} \frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} dx - \int_{CA} \frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} dy = \\ = M_{i,j} \frac{p_{i,j} - p_i^m}{l}. \end{aligned} \quad (8.21)$$

Интегралы вдоль линии AB и AC равны нулю в силу условия (8.14), поэтому

$$\left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i+1/2,j} \frac{p_{i+1,j} - p_{i,j}}{h} + \left(\frac{k\rho}{\mu}\right)_{i,j-1/2} \frac{p_{i,j} - p_{i,j}}{h} = M_{i,j} \frac{p_{i+1}^{m+1} - p_{i,j}^m}{l}. \quad (8.22)$$

Аналогично получим разностные граничные условия для ячеек типа 2, 3 и 4.

Для решения системы разностных уравнений (8.19) с условиями (8.22) применяется неявный метод переменных направлений, предложенный Писменом и Речфордом. Неявный метод применяется попеременно, то в одном направлении, то в другом. Это позволяет использовать для решения соответствующей системы алгебраических уравнений эффективный метод прогонки. Возьмем вначале направление, в котором изменяется индекс j . Тогда сеточное уравнение (8.19) можно записать в виде системы алгебраических уравнений

$$A_{ij}p_{i+1,j}^{m+1/2} - C_{i,j}p_{i,j}^{m+1/2} + B_{i,j}p_{i-1,j}^{m+1/2} = -D_{i,j}, \quad (8.23)$$

где

$$A_{i,j} = \frac{1}{h^2} \left(\frac{k\varphi}{\mu} \right)_{i+1/2,j}; \quad B_{i,j} = \frac{1}{h^2} \left(\frac{k\varphi}{\mu} \right)_{i-1/2,j};$$

$$C_{ij} = A_{i,j} + B_{i,j} + M_{i,j};$$

$$D_{i,j} = M_{i,j}p_{i,j}^m + \Lambda_2 p_{i,j} - \frac{1}{h^2} Q_{i,j}.$$

Суть метода прогонки состоит в том, что решение системы уравнений (8.23) ищется в виде

$$p_{i,j}^{m+1/2} = p_{i+1}^{m+1/2} \alpha_{i+1} + \beta_{i+1} \quad (8.24)$$

и в направлении возрастания индекса j находятся прогоночные коэффициенты α_i и β_i , затем в направлении убывания индекса j находятся все $p_{i,j}$ ($i = N, \dots, 1$). При этом α_1 и β_1 находятся из граничного условия типа (8.23), а для вычисления используются аналогичные граничные условия, записанные для правого конца.

Вычислив таким образом давления на $(m + 1/2)$ -м дробном шаге, переходят на $(m + 1)$ -й дробный шаг, на котором вычисляются $p_{i,j}^{m+1}$ из системы уравнений

$$\tilde{A}_{i,j}p_{i,j+1}^{m+1} - \tilde{C}_{i,j}p_{i,j}^{m+1} + \tilde{B}_{i,j}p_{i,j-1}^{m+1} = -D_{i,j}, \quad (8.25)$$

где коэффициенты $\tilde{A}_{i,j}$, $\tilde{B}_{i,j}$, $\tilde{C}_{i,j}$, $D_{i,j}$ имеют тот же смысл, что и в (8.23). Формулы для прогоночных коэффициентов для направления i записываются в виде

$$\alpha_{i+1} = \frac{A_i}{C_i - B_i \alpha_i}; \quad \beta_{i+1} = \frac{D_i + B_i \beta_i}{C_i - B_i \alpha_i}. \quad (8.26)$$

Параметры модели. Первичная модель АГКМ была принята в виде прямоугольника. Границы уточненной модели показаны на рис. 8.5.

Модель разделена на девять зон в соответствии с числом УППГ, вводимых в эксплуатацию. Запасы газа приняты по объекту I (прикамский и северо-кельтменский горизонты); объект II (краснополянский горизонт) считался непромышленным. Начальные термобарические условия залежи: температура 106 °С, давление 62,4 МПа. Пористость принята постоянной и равной 0,097.

Карта проницаемости подготовлена по результатам обработки исследований разведочных и добывающих скважин.

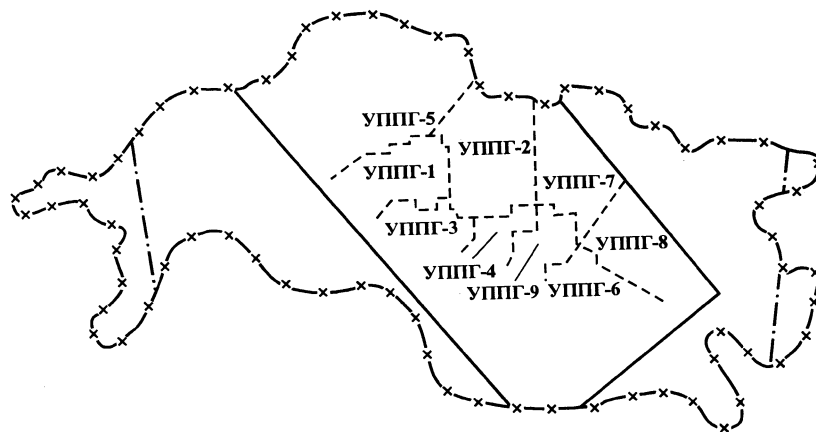


Рис. 8.5. Расчетная геометрическая модель АГКМ

Проницаемость призабойной зоны принималась с учетом СКО (увеличение дебитов на 50 %); для перехода к характеристике пласта проницаемость призабойной зоны уменьшалась в 1,5 раза.

В процессе разработки месторождения вводилось дополнительное ограничение — при снижении текущего пластового давления ниже 46 МПа депрессия на пласт снижалась с 15 до 12 МПа с целью отодвинуть начало ретроградной конденсации в пласте и сроки ввода ДКС.

Начальный расчетный состав пластовой смеси был принят постоянным по площади и соответствовал данным геохимических исследований по разведочным скважинам. Начальное содержание конденсата 260 г/м³ газа сепарации. Давление начала конденсации 40 МПа. Расчет добычи конденсата проводили по каждой скважине, так как определение его добычи по "средней" скважине неправомерно после того, как среднее давление начнет приближаться к давлению начала конденсации.

Для учета деформируемости коллекторов приняты коэффициенты сжимаемости пор $\alpha_m = 6 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ (вариант I) и $\alpha_m = 0$ (вариант II) и изменения проницаемости $\alpha_k = 2 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$.

Проектные добывающие скважины размещались в левобережной части месторождения с учетом охранных зон. Режим работы залежи — газовый.

Дебит скважин. Для условий АГКМ дебит — один из наиболее трудно прогнозируемых параметров. Это связано, во-

первых, с недостаточной информацией о продуктивности пласта по площади залежи на первом этапе проектирования, во-вторых, эксплуатация глубокозалегающих месторождений природного газа на истощение сопровождается изменением во времени и по объему таких параметров, как пористость и проницаемость, вязкость и сверхсжимаемость газа, что необходимо учитывать при прогнозировании показателей разработки, причем вязкость и сверхсжимаемость существенно зависят от компонентного состава газа.

Было рассмотрено влияние указанных факторов на динамику рабочих дебитов скважин на основе численного решения уравнения плоской фильтрации газа [13].

Расчеты проводились для метана и смеси газа, содержащего, кроме метана, 20 % H_2S и 20 % CO_2 . В обоих случаях значения вязкости и коэффициента сверхсжимаемости от давления в диапазоне снижения давления от $p_0 = 63$ МПа до $p = 25$ МПа достаточно точно аппроксимируются линейной зависимостью

$$\mu(p) = \alpha_\mu + \beta_\mu p; z(p) = \alpha_z + \beta_z(p).$$

Начальная проницаемость составляет 100 мкм^2 , пористость — 10 %. Гипотетическая модель принята в виде квадрата со стороной 2500 м и центрально расположенной скважиной, эксплуатируемой с постоянной депрессией $\Delta p = 10$ МПа. Расчеты проводились для коллекторов различных типов, отличающихся коэффициентами k_k и k_m .

Динамика дебитов скважин для метана и смеси представлена соответственно на рис. 8.6 и 8.7, из которых видно, что для метана начальный дебит значительно выше, чем для смеси. Так, в рассмотренном случае для метана он почти в 2 раза выше дебита для смеси. Однако темп снижения дебита для метана значительно больше.

Кроме этого, для метана характерно снижение дебита для любого рассмотренного типа коллектора. В то же время для смеси характер изменения дебита существенно зависит от степени сжимаемости породы.

В зависимости от степени деформируемости горных пород при снижении пластового давления дебит скважин может изменяться в широких пределах. В условиях упругопластичных и пластичных деформаций дебит скважин резко снижается. В слабосжимаемых и несжимаемых коллекторах дебиты скважин, дренирующих залежи со сложным составом газа, могут при постоянной депрессии на пласт даже возрастать в течение определенного времени. Это объясняется из-

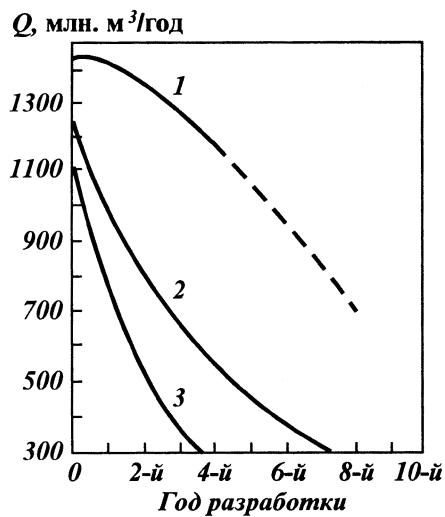


Рис. 8.6. Динамика дебита скважин для метана при различных K_R , МПа^{-1} :
 1 - 0; 2 - $2 \cdot 10^{-2}$; 3 - $4 \cdot 10^{-2}$

менением физических свойств природного газа — снижением вязкости и изменением коэффициента z .

Глубокие депрессионные воронки, характерные для низкопроницаемых коллекторов, могут резко понижать добычные возможности скважин из-за быстрого снижения пластового давления (особенно в первый период), выпадения конденсата в пласте и возможного "запирающего" эффекта, упругопластичных деформаций коллектора. Поэтому один из главных принципов размещения скважин — максимальное и

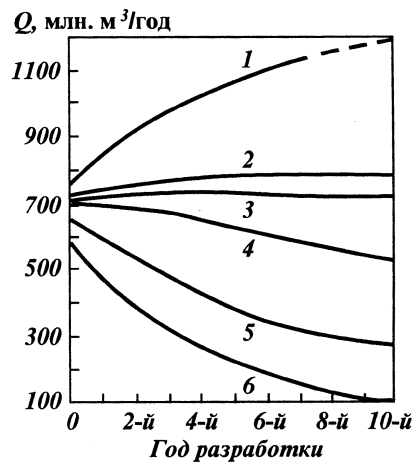


Рис. 8.7. Динамика дебита скважин для смеси при различных K_R , МПа^{-1} :
 1 - 0; 2 - $0,6 \cdot 10^{-2}$; 3 - $0,8 \cdot 10^{-2}$; 4 - 10^{-2} ; 5 - $2 \cdot 10^{-2}$; 6 - $4 \cdot 10^{-2}$

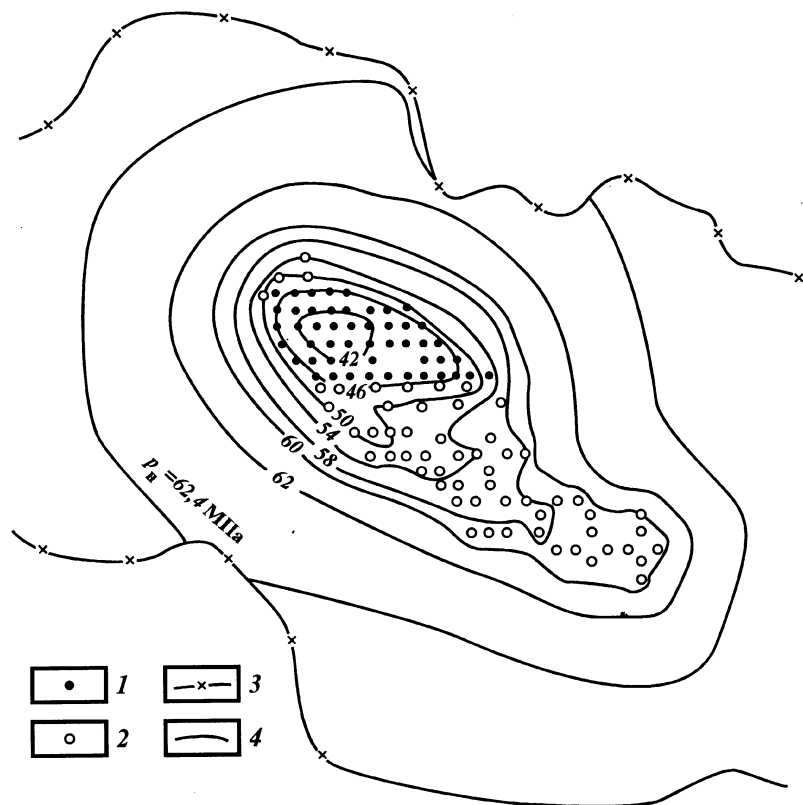


Рис. 8.8. Схема размещения (очереди I и II) на АГКМ:
 1 – скважины очереди I; 2 – скважины очереди II; 3 – начальный контур газонасыщенности; 4 – изобары на 4-й год разработки

скорейшее использование зоны эксплуатационного разбуривания с тем, чтобы добиться быстрого выявления участков с наиболее высокой продуктивностью, минимального снижения пластового давления по площади, использования площадных перетоков газа из охранных, пойменной и периферийных зон.

Предложенная система размещения скважин учитывает также возможность перехода к частичному поддержанию пластового давления.

Для Астраханского месторождения с некоторой дифференциацией распределения основных составляющих пласто-

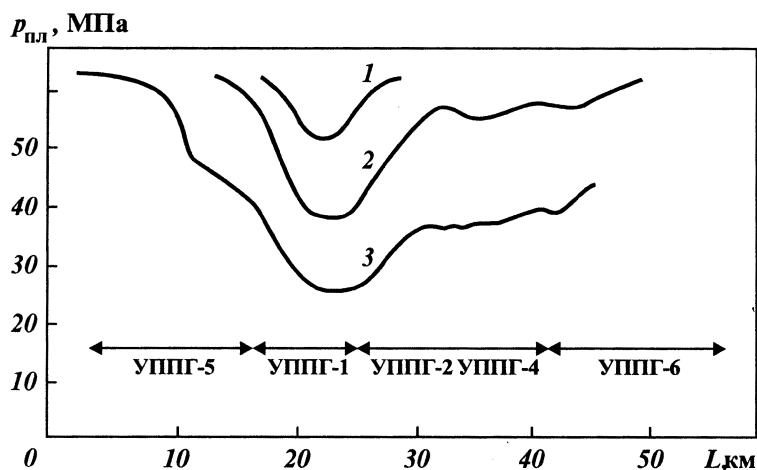


Рис. 8.9. Профили давления на различные даты разработки АГКМ. Год разработки:
1 – 4-й; 2 – 9-й; 3 – 14-й

вого сырья (сероводорода и тяжелых углеводородов) при размещении скважин должно учитываться и их содержание по площади, чтобы обеспечить газохимический комплекс сырьем заданного состава. При помощи площадной модели Астраханского месторождения был рассмотрен вопрос о распространении зоны дренирования и влиянии площадных перетоков из пойменной и охранных зон.

На рис. 8.8 и 8.9 приведены расчетная карта изобар на 4-й год разработки и профили давления на различные даты.

8.4. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Карачаганакское месторождение (КНГКМ) рассматривается как базовое по добыче жидких углеводородов. Способ разработки КНГКМ должен обеспечить оптимальные сроки загрузки газохимических комплексов сырьем и достижение максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения жидких углеводородов из недр. Это требует одновременной добычи нефти и конденсата и применения методов поддержания пластового давления.

Для газоконденсатной части пласта реализация обратной

закачки газа на КНГКМ представляется наиболее предпочтительной. Этой точки зрения придерживаются ведущие специалисты [6].

В мировой практике газ – наиболее апробированный агент. Необходимое количество сухого газа для закачки в пласт можно получить с Оренбургского ГПЗ и из магистрального газопровода Оренбург–Новопсков. Концепции применения способов поддержания давления на месторождении сводились к следующему.

Система размещения и вскрытия скважин должна быть достаточно гибкой и допускать ее перестроение по мере уточнения информации.

Период ОПЭ используется для получения недостающей информации, внесения корректив в проектные решения и подготовки систем поддержания пластового давления.

Разработка КНГКМ проводится в два этапа. На первом (период ОПЭ) проводится разработка на истощение с подачей добываемого сырья на ОГПЗ. На втором этапе промышленной эксплуатации начинается обратная закачка сухого газа в пласт компрессорами высокого давления.

Анализ систем разработки месторождений с большим этапом газоносности проведен в работах [7].

На КНГКМ выделены три эксплуатационных объекта разработки (рис. 8.10): I – газоконденсатный (пермь), II – газоконденсатный (карбон), III – нефтяной (карбон).

Для этих объектов предусматриваются две самостоятельные сетки скважин как добывающих, так и нагнетательных.

Выделение газоконденсатных объектов по перми и карбону вызвано в основном тем, что объекты I и II считаются газодинамически разобщенными, существенно различаются по площади газоносности, а также трудностью вскрытия объектов I и II единым забоем по условиям проходки в сводовой зоне.

До настоящего времени ведется разработка объекта I на истощение. Имеется проект закачки газа в объект I через нагнетательные скважины, расположенные вдоль осевой линии обеих пермских сводовых зон, которые характеризуются максимальной продуктивностью. Размещение нагнетательных скважин в сводовой зоне позволяет в наибольшей степени использовать гравитационный эффект, способствующий более равномерному вытеснению жирного газа сухим.

Добывающие скважины располагаются на расстоянии 1–1,5 км от нагнетательных, размещенных в два ряда (рис. 8.11), один ряд для подобъекта I^а, второй – для подобъекта I^б

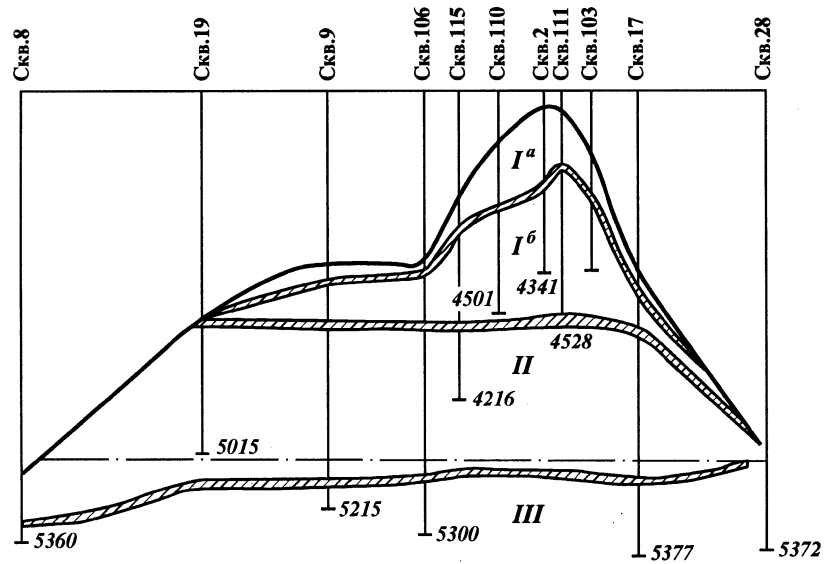


Рис. 8.10. Схематический геологический профиль КНГКМ

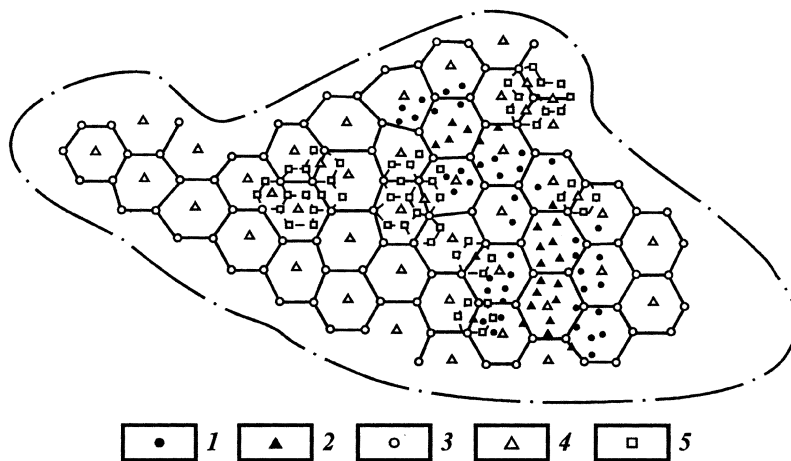


Рис. 8.11. Схема размещения скважин КНГКМ при сайклинг-процессе:
 1, 2 — добывающие и нагнетательные скважины на I объект; 3, 4 — то же,
 на II и III объекты; 5 — добывающие скважины сетки уплотнения на II и III
 объекты

(см. рис. 8.10). В принципе возможна выборочная перфорация обоих подобъектов I^a и I^b в одной нагнетательной скважине. Добывающие скважины также располагаются в два ряда для дифференцированного дренирования подобъектов.

Добывающие и нагнетательные скважины вскрывают по возможности пермские отложения на полную мощность (рис. 8.12), с последующей выборочной перфорацией в зависимости от продуктивности, степени гидродинамической связи по разрезу и между нагнетательными и добывающими скважинами.

В нагнетательных скважинах закачка ведется в сводовую зону, наличие нижних интервалов позволяет контролировать гидродинамическую связь по разрезу и отработку продуктивной толщи.

На первом этапе нагнетательные скважины объектов I и II используются в качестве добывающих. Это позволяет получить данные о продуктивных возможностях отдельных пластов, оценить возможный профиль пористости и принять меры по его регулированию. Кроме того, предварительное дренирование позволяет очистить призабойную зону и увеличить репрессию на пласт.

Эксплуатационные объекты II и III представляют собой сложную гидродинамическую систему с неясной степенью вертикальной и площадной связи.

Поддержание давления (при наличии гидродинамической связи между объектами II и III) осуществляется закачкой газа в объект II с использованием единой сетки нагнетательных скважин для объектов II и III (за исключением сводовой зо-

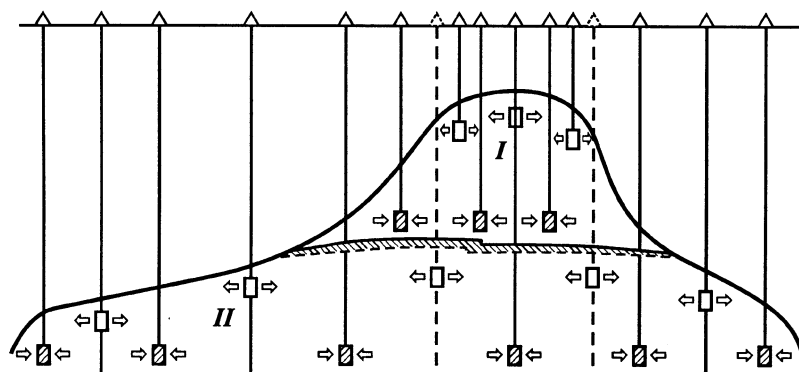


Рис. 8.12. Схема обратной закачки сухого газа (первый этап) на КНГКМ:
I, II — объекты эксплуатации

ны, где отсутствует нефтяная оторочка и разрез представлен в основном плотными коллекторами).

Нефть объекта III вытесняется жирным газом из буферной зоны объекта II, примыкающей к нефтяной зоне и равной ей по толщине. На первом этапе закачка сухого газа ведется в объект II с одновременной проверкой вертикальной газодинамической связи между объектами II и III и в пределах объекта II. При отсутствии гидродинамической связи между объектами II и III организуется раздельная закачка.

Добывающие и нагнетательные скважины на объекте II располагаются по семиточечной системе с расстоянием между скважинами 1,1 км (см. рис. 8.11). Площадная закачка газа придает системе автономность и позволяет поддержать давление на первой стадии, когда неизвестна степень вертикальной гидродинамической связи.

В последующем сетка добывающих и нагнетательных скважин будет уплотняться до 500 м (см. рис. 8.11) в зонах нефтяной оторочки и с большими удельными запасами газа. В случае быстрых прорывов сухого газа предусмотрен резерв добывающих и нагнетательных скважин, а также смена направления закачки и изменение системы закачки по площади и разрезу. Предусматривается взаимозаменяемость нагнетательных и добывающих скважин.

Предложенная система размещения и вскрытия добывающих и нагнетательных скважин на КНГКМ достаточно гибкая и позволяет, при необходимости, осуществлять оперативный переход к другим вариантам разработки, а также дает необходимую информацию для составления проекта разработки.

8.5. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОДДЕРЖАНИЕМ ДАВЛЕНИЯ

8.5.1. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ ДЛЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Применение сайклинг-процесса в условиях сложнопостроенной песчано-глинистой или карбонатной толщи требует тщательного изучения особенностей геологического строения и характеристик продуктивного комплекса и построения адекватной геолого-промысловой модели. Прежде всего необходимо уточнить тип залежи и эксплуатационные объекты, определить гипсометрические уровни обратной закачки газа.

При выделении подобъектов для применения сайклинг-процесса в пределах эксплуатационных объектов I и II предлагается следующий подход [18].

1. По результатам ГИС продуктивная толща каждого эксплуатационного объекта подразделяется на ряд пластов.

2. Проводится детальная корреляция выделенных пластов по площади объекта и их укрупнение.

3. По каждому укрупненному пласту составляется площадная геолого-промысловая модель с построением структурной карты, карт общей и эффективной толщин, удельных запасов, изоконцентраций основных компонентов.

4. Проводится классификация зон макронеоднородности, степени их газодинамической связи по площади каждого укрупненного пласта.

5. Составляется сводная модель продуктивной толщи каждого объекта совмещением геолого-промысловых моделей по укрупненным пластам.

6. Проводится выделение и классификация зон макронеоднородности по площади объекта, определяется степень вертикальной газодинамической связи между этими зонами.

7. Для каждой зоны макронеоднородности выбираются оптимальные модификация сайклинг-процесса и система размещения добывающих и нагнетательных скважин.

Исходя из типа и параметров макрозон можно применять различные модификации сайклинг-процесса – циклический, латеральный, вертикальный, комбинированный. Не исключено, что некоторые зоны продуктивной толщи окажется целесообразным разрабатывать на истощение, учитывая неэффективность применения для них сайклинг-процесса.

Каждая макрозона будет характеризоваться своими коэффициентами газо-, конденсато- и компонентоотдачи.

8.5.2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ МОДИФИКАЦИЙ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

В соответствии с изложенным методическим подходом к выбору объектов [17] для применения сайклинг-процесса рассматривались три типа гидродинамических моделей: 1) площадная; 2) профильная; 3) плоскорадиальная.

Площадная модель применяется при расчете сайклинг-процесса для укрупненных пластов, имеющих небольшие размеры по толщине и выдержанных на значительной площади (подобъект третьего типа).

Профильная (цилиндрическая) модель применяется для ук-

рупненных пластов, ограниченных по площади, имеющих эффективные толщины не менее 50 м и хорошую газодинамическую связь по вертикали.

Для подобъектов с изолированными пропластками небольшой толщины можно применять плоскорадиальную модель.

1. Площадная математическая модель используется для расчета показателей латерального сайклинг-процесса при наличии системы нагнетательных и добывающих скважин.

Основные уравнения процесса вытеснения газоконденсатной смеси сухим газом, выведенные М.Д. Розенбергом, Ю.П. Желтовым, Г.Ю. Шовкринским, базируются на использовании законов сохранения массы каждого компонента в жидкой и газовой фазах. В предположении об изотермичности процесса эти уравнения имеют вид

$$\begin{aligned} & \operatorname{div} \left[\left(k \frac{k_1(S)\gamma_1}{\mu_1} g_i + \frac{k_2(S)\gamma_2}{\mu_2} l_i \right) l_i \operatorname{grad} p \right] = \\ & = \frac{d}{dt} \{ m[\gamma_1 S g_i + \gamma_2 (1-S) l_i] \} + Q(l_i + g_i) - q g_i, \end{aligned} \quad (8.27)$$

где k и m — соответственно проницаемость и пористость, являющиеся известными функциями давления; γ_v , μ_v , $k_v(S)$ — соответственно удельный вес, вязкость и относительная фазовая проницаемость v -й фазы; S — газонасыщенность; Q — дебит стока; q — дебит источника; g_i и l_i — массовые доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно.

Удельный вес и вязкость считаются функциями вида

$$\gamma_v = \gamma_v(l_1, \dots, l_{n-2}, p); \quad \mu_v = \mu_v(l_1, \dots, l_{n-2}, p); \quad (8.28)$$

$$l_i = l_i(l_1, \dots, l_{n-2}, p); \quad S = S(l_1, \dots, l_{n-2}, p).$$

При этом по определению

$$\sum_{i=1}^n l_i = 1 \quad \text{и} \quad \sum_{i=1}^n g_i = 1.$$

В рассматриваемой модели принято, что в каждой точке пласта в каждый момент времени осуществляется равновесное фазовое состояние, описываемое при помощи констант фазового равновесия K_i соотношениями

$$g_i/l_i = K_i, \quad (8.29)$$

позволяющими установить содержание каждого компонента в жидкой и газовой фазах.

Систему уравнений (8.27) целесообразно записать в иной форме. Вначале эти уравнения складываются по всем индексам i от 1 до n . Затем, введя обозначение

$$\vec{G} = -k \left(\frac{k_1(S)\gamma_1}{\mu_1} + \frac{k_2(S)\gamma_2}{\mu_2} \right) \text{grad} p = -k\varphi \text{ grad} p, \quad (8.30)$$

получают

$$\text{div} \vec{G} = -\frac{\partial}{\partial t} \left\{ m[\gamma_1 S g_i + \gamma_2 (1-S) l_i] \right\} + \frac{Q_1}{1-F} - q, \quad (8.31)$$

где Q_1 — дебит скважины стока по газовой фазе; $F = \frac{k_2 \gamma_2}{\mu_2} l\varphi$ — массовая доля жидкой фазы в общем потоке.

Просуммировав уравнения (8.27) по индексам i только для жидкой фазы, получим

$$\text{div} \vec{FG} = -\frac{\partial}{\partial t} [m\gamma_2 (1-S)] + \frac{F}{1-F} - Q_1. \quad (8.32)$$

Баланс массы i -го компонента в общем потоке при помощи соотношения (5.20) запишется в виде

$$\text{div}(F_1 \vec{G} l_i) = -\frac{\partial}{\partial t} \left\{ m[\gamma_1 S k_i + \gamma_2 (1-S) l_i] \right\} + \frac{F_1}{1-F} Q_1 l_i - g_i k_i l_i, \quad (8.33)$$

где

$$F_1 = F + k_i(1-F).$$

Система уравнений (8.30)–(8.33) дополняется начальными и граничными условиями на внешней границе выбранного подобъекта.

Рассматриваемые подобъекты считаются изолированными, и в связи с этим их внешняя граница принимается непроницаемой. За внешнюю границу примем цилиндрическую поверхность, совпадающую с границей подобъекта. Тогда в точках указанной границы имеем систему условий

$$G_n = 0; FG_n = 0; F_1 G_n l_i = 0,$$

где G_n — нормальная составляющая скорости \vec{G} .

В начальный момент газонасыщенность равна единице. Константы фазовых равновесий также равны единице. Следовательно, начальные условия можно записать в виде

$$p = p_0(x, y); S = 1; l_i = l_{i0}(x, y),$$

где p_0 и l_0 — начальные давления и концентрация i -го компонента.

2. Профильная цилиндрическая модель служит для описания вертикального сайклинг-процесса (рис. 8.13). Основные уравнения фильтрации записываются в цилиндрической системе координат с центральной осевой симметрией. С учетом принятых обозначений эти уравнения примут вид

$$\vec{G} = -2\pi r k \varphi \{ \text{grad} p + [F\gamma_2 + (1-F)\gamma_1] \text{grad} z \}; \quad (8.34)$$

$$\text{div} \vec{G} = -2\pi r \frac{\partial}{\partial t} \{ m[\gamma_1 S + \gamma_2(1-S)] \}; \quad (8.35)$$

$$\text{div} \vec{FG} = -2\pi r \frac{\partial}{\partial t} [m\gamma_2(1-S)]; \quad (8.36)$$

$$\text{div}(F_1 \vec{G}_i) = -2\pi r \frac{\partial}{\partial z} \{ m[\gamma_2(1-S) + \gamma_1 S k_i] l_i \}, \quad (8.37)$$

где

$$\text{div} = \frac{\partial}{\partial r} + 2\pi r \frac{\partial}{\partial z}; \quad \text{grad} = \frac{\partial}{\partial r} \vec{i} + \frac{\partial}{\partial z} \vec{j};$$

r и z — соответственно радиальная и вертикальная координаты; $i \cdot i = 1$; $i \cdot j = 0$; $j \cdot j = 1$

Как и для случая площадной модели, внешняя цилиндриче-

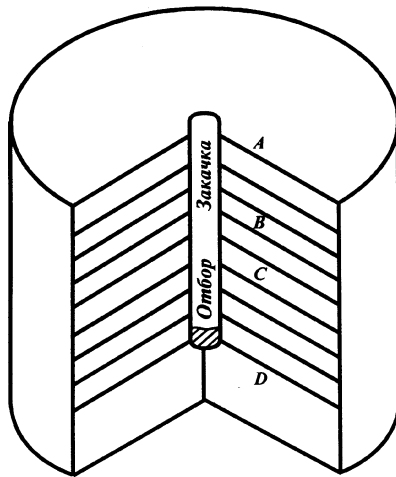


Рис. 8.13. Расчетная схема профильной цилиндрической модели

ская поверхность принимается непроницаемой.

Граничные условия на непроницаемой границе имеют вид

$$2\pi rk\varphi \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \text{ при } r = R; \quad (8.38)$$

$$FG_r = 0 \text{ при } r = R; \quad (8.39)$$

$$F_1 G_r I_i = 0 \text{ при } r = R, \quad (8.40)$$

где R — радиус цилиндра; $G_r = -2\pi rk\varphi \partial p / \partial r$.

Вертикальный сайклинг-процесс осуществляется закачкой сухого газа в верхнюю часть пласта и добычей газоконденсатной смеси из нижней зоны, поэтому

$$G_r = Q / (1 - F) \text{ при } r = r_c; \quad (8.41)$$

$$FG_r = \frac{F}{1 - F} Q_1 \text{ при } r = r_c; \quad (8.42)$$

$$F_1 G_r I_i = \frac{F_1}{1 - F} Q I_i \text{ при } r = r_{c1}, \quad (8.43)$$

где r_c — радиус скважины.

При этом

$$Q = \begin{cases} -(1 - F)q, & \text{если } z \in AB; \\ Q_1, & \text{если } z \in CD. \end{cases} \quad (8.44)$$

В начальный момент газонасыщенность $S = 1$, тогда $F = 0$.

Поэтому из условия гидродинамического равновесия имеем

$$\frac{\partial p}{\partial z} + \gamma_1 = 0$$

или

$$\frac{\partial I_{nP}}{\partial z} = -\frac{1}{z(p)RT},$$

где R — газовая постоянная; T — температура.

Примем, что в начальный момент коэффициент сжимаемости $z(p)$ не зависит от вертикальной координаты z . Тогда

$$p = p_n^{(0)} - \frac{1}{z(p)RT} \text{ при } t = Q, \quad (8.45)$$

где $p_n^{(0)}$ — давление на подошве пласта в момент времени $t = 0$.

Соотношение (5.40) дает начальное распределение пластового давления. Для концентрации i -го компонента

$$l_i = l_i^{(0)}(r, z).$$

3. Плоскорадиальная модель может служить для описания циклического сайклинг-процесса. Система уравнений получается из (8.34)–(8.37) в результате отбрасывания членов с производными по z :

$$G_r = -2\pi r k \varphi \frac{\partial p}{\partial r};$$

$$\frac{\partial G_r}{\partial r} = -2\pi r \frac{\partial}{\partial t} \{m[\gamma_1 + \gamma_2(1-S)]\};$$

$$\frac{\partial F G_r}{\partial r} = -2\pi r \frac{\partial}{\partial t} [m\gamma_2(1-S)];$$

$$\frac{\partial F_i G_r l_i}{\partial r} = -2\pi r \frac{\partial}{\partial t} \{m[\gamma_1 S k_i + \gamma_2(1-S)] l_i\}.$$

На внешней границе условия для переменных p , S , l_i имеют вид (8.38)–(8.40). На скважине эти условия записываются в виде (8.41)–(8.44) с той разницей, что Q определяется из условия

$$Q = \begin{cases} -(1-F)q, & \text{если } t_s \leq t \leq t_{s+1} \\ Q, & \text{если } t_{s+1} \leq t \leq t_{s+2}, \end{cases}$$

где s — номер цикла.

Таким образом, в интервал времени (t_s, t_{s+1}) осуществляется закачка сухого газа с дебитом q . В последующий интервал времени происходит отбор газоконденсатной смеси.

Использование термодинамических соотношений. Для всех принятых моделей порядок проведения расчетов осуществляется по единой схеме. Проиллюстрируем это на примере модели 1.

Вначале из уравнений (8.30) и (8.31) определяется поле давлений (следовательно, и поле скоростей \vec{G}). Новому давлению

соответствуют новые значения γ_v , μ_v и S . Если давление p больше критического (т.е. система однофазная), то указанные величины зависят только от давления и начальных концентраций. Если же $p < p_{кр}$, то в соотношениях (8.28) и (8.29) концентрации $I_i (i = 1, \dots, n)$ берутся с предыдущего временного слоя.

Далее полученные $\gamma_v(p)$, $\mu_v(p)$ и $S_v(p)$ подставляют в уравнение (8.32) и осуществляют перерасчет поля насыщенности за счет эффекта переноса массы.

Наконец, параметры γ_v , μ_v , S_v и $I_i(p)$ подставляют в уравнение (8.33) и рассчитывают поле концентраций I_i , соответствующее новому давлению p и насыщенности S .

Для реализации описанного расчетного цикла необходимы знание зависимостей (8.28) и (8.29), а также зависимостей констант фазового равновесия от концентраций I_i и давления p . Универсальные аналитические зависимости указанных величин от концентраций компонентов и давления отсутствуют. Зависимости этого вида можно получить приближенно по эмпирическим формулам, выведенным из условия существования закона соответственных состояний. Для этого используются готовые программные комплексы, разработанные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и ВНИИГазе. Затем указанные зависимости аппроксимируют при помощи двумерной интерполяции зависимостями от некоторого параметра состава и давления. В качестве параметра состава можно взять величину

$$L = \sum_{i=1}^{n-2} I_i.$$

Существуют и другие способы выбора параметра состава.

Естественно, что данные представления сильно упрощены и, к сожалению, недостаточно обоснованы. Но пока только такие вынужденные приемы позволяют моделировать поведение реальных систем.

Пусть V — одна из величин $\gamma_v(L, p)$, $\mu_v(L, p)$, $S_v(L, p)$ и $k(L, p)$. Формулы двумерной интерполяции получают в результате последовательного применения интерполяционных многочленов Лагранжа по переменным L и p . Окончательно имеем

$$U = A + B \cdot L + C \cdot p + D \cdot L \cdot p + E \cdot L^2 + F p^2 + G \cdot L \cdot p^2 + H \cdot L \cdot p \cdot Q \cdot L^2 \cdot u^2,$$

где коэффициенты $A, B, C, D, E, F, G, H, Q$ имеют вид

$$A = L_{2,3}^* Q_1 - L_{1,3}^* Q_2 + L_{1,2}^* a_3;$$

$$B = L_{2,3}^* b_1 - L_{1,3}^* b_2 + L_{1,2}^* b_3;$$

$$E = L_{2,3}^* c_1 - L_{1,3}^* c_2 + L_{1,2}^* c_3;$$

$$C = -L_{2,3}^+ a_1 + L_{1,3}^+ a_2 - L_{1,2}^+ a_3;$$

$$D = -L_{2,3}^+ b_1 + L_{1,3}^+ b_2 + L_{1,2}^+ b_3;$$

$$H = -L_{2,3}^+ c_1 + L_{1,3}^+ c_2 + L_{1,2}^+ c_3;$$

$$F = L_{2,3} a_1 - L_{1,3} a_2 + L_{1,2} a_3;$$

$$G = L_{2,3} b_1 - L_{1,3} b_2 + L_{1,2} b_3;$$

$$Q = L_{2,3} c_1 - L_{1,3} c_2 + L_{1,2} c_3;$$

$$L_{2,3} = [(L_2 - L_1)(L_3 - L_1)]^{-1}; \quad L_{1,3} = [(L_2 - L_1)(L_3 - L_2)]^{-1};$$

$$L_{1,2} = [(L_3 - L_2)(L_3 - L_1)]^{-1}; \quad L_{2,3}^* = (L_2 + L_3)L_{1,3};$$

$$L_{1,3}^+ = (L_1 + L_3)L_{1,3}; \quad L_{1,2}^+ = (L_1 + L_2)L_{1,2};$$

$$L_{2,3}^* = L_2 L_3 L_{2,3}; \quad L_{1,3}^* = L_1 L_2 L_{1,3}; \quad L_{1,2}^* = L_1 L_2 L_{1,2};$$

где $L_1 L_2 L_3$ – интерполяционные узлы по параметру L .

Коэффициенты $a_1, b_1, c_1, a_2, b_2, c_2$ и a_3, b_3, c_3 определяют из уравнений

$$U(p_1) = a_1 + b_1 L + c_1 L^2;$$

$$U(p_2) = a_2 + b_2 L + c_2 L^2;$$

$$U(p_3) = a_3 + b_3 L + c_3 L^2.$$

Рассмотренные задачи решаются методом конечных разностей. Изложим метод применительно к первой задаче (площадная модель). Алгоритм составляется по следующему плану. На первом этапе решают систему уравнений (8.30),

(8.31), в результате чего определяют поле скоростей \vec{G} . Полученные значения p подставляют в уравнение (8.32) и с учетом равновесных фазовых соотношений решают его относительно насыщенности S ; на последнем этапе также с учетом фа-

зовых соотношений решают уравнение (8.33) для определения концентраций I_i , при этом \vec{G} и S известны.

Вычислительный алгоритм основан на методах расщепления. Для уравнения (8.34) применяется метод продольно-поперечной прогонки. На первом полушаге решают уравнение

$$\Lambda_1 u^{m+1/2} + \Lambda_2 u^m = M_1 \frac{u_{i,j}^{m+1/2} - u_{i,j}^m}{\Delta t};$$

на втором полушаге $t_{m+1/2} \leq t \leq t_{m+1}$ — уравнение

$$\Lambda_1 u^{m+1/2} + \Lambda_2 u^{m+1} = M_1 \frac{u_{i,j}^{m+1} - u_{i,j}^{m+1/2}}{\Delta t} + M_2 \frac{S_{i,j}^m - S_{i,j}^{m-1}}{\Delta t},$$

где Λ_1 и Λ_2 — операторы вида

$$\Lambda_1 u = \frac{2}{h^2 x} \left[\varphi_{i+1/2} (u_{i+1,j} - u_{i,j}) - \varphi_{i-1/2} (u_{i,j} - u_{i-1,j}) \right];$$

$$\Lambda_2 u = \frac{2}{h^2 y} \left[\varphi_{i,j+1/2} (u_{i,j+1} - u_{i,j}) - \varphi_{i,j-1/2} (u_{i,j} - u_{i,j-1}) \right];$$

$$M_1 = d \{ m [\gamma_1 S + \gamma_2 (1 - S)] \} / dp;$$

$$M_2 = d \{ m [\gamma_1 S + \gamma_2 (1 - S)] \} / dS;$$

$$\varphi_{i\pm 1/2,j} = \frac{2\varphi_{i,j}\varphi_{i\pm 1,j}}{\varphi_{i,j} + \varphi_{i\pm 1,j}}; \quad \varphi_{i,j\pm 1/2} = \frac{2\varphi_{i,j}\varphi_{i,j\pm 1}}{\varphi_{i,j} + \varphi_{i,j\pm 1}}.$$

Зная поле давления, вычисляют поле скоростей \vec{G} и при помощи фазовых соотношений поле насыщенности S , соответствующее новым давлениям. Полученные значения \vec{G} и S подставляют в уравнение (8.32) и выполняют расчет распределения насыщенности, вызванного эффектом переноса. Уравнение (8.32) решают методом расщепления. В направлении оси x разностная схема имеет вид

$$\frac{1}{hx} (F_{i+1/2} G_{i+1/2} - F_{i-1/2} G_{i-1/2}) = \frac{[m\gamma_2(1-S)]_i^{m+1/2} - [m\gamma_2(1-S)]_i^m}{\Delta t} + \frac{F_i}{1-F_i} Q_1.$$

Значение F в промежуточных узлах вычисляют с учетом направления потока $G_{i\pm 1/2}$ по правилу

$$F_{i+1/2} = \begin{cases} F_i, & \text{если } G_{i+1/2} \geq 0; \\ F_{i+1}, & \text{если } G_{i+1/2} < 0; \end{cases}$$

$$F_{i-1/2} = \begin{cases} F_i, & \text{если } G_{i-1/2} < 0; \\ F_{i-1}, & \text{если } G_{i-1/2} \geq 0. \end{cases} \quad (8.46)$$

С учетом этих соотношений уравнение (8.46) можно записать в виде

$$\begin{aligned} & (1 - x_{i+1/2}) \frac{F_{i+1} - F_i}{h} G_{i+1/2} + x_{i-1/2} \frac{F_i - F_{i-1}}{h} G_{i-1/2} = \\ & = (1 - F_i) \frac{[m\gamma_2(1-S)]_i^{m+1/2} - [m\gamma_2(1-S)]_i^m}{\Delta t} + F_i \frac{[m\gamma_1 + S]_i^{m+1/2} - (m\gamma_1 S)_i^m}{\Delta t}. \end{aligned}$$

Полученное уравнение можно решать по явной схеме. В этом случае значения F_i и F_{i+1} вычисляются как функции и расчет $S^{m+1/2}$ принимает форму рекуррентных соотношений. Более экономичны неявные схемы. Одна из них получается в результате замены:

$$F_{i+1} - F_i \approx \left(\frac{F_{i+1} - F_i}{S_{i+1} - S_i} \right)^m (S_{i+1}^m - S_i^m).$$

Аналогично заменяют $F_i - F_{i-1}$. Такие замены позволяют организовать схемы сквозного счета, которые реализуются методом прогонки. Более просты и экономичны неявные схемы бегущего счета.

Для перехода с $(m + \frac{1}{2})$ -го на $(m + 1)$ -й слой совершенно аналогично организуется счет в направлении оси y .

Методика построения разностной аппроксимации уравнения (8.27) и организации вычислительного процесса ничем не отличается от соответствующей методики для расчета насыщенности. Так, разностное уравнение в направлении оси y примет вид

$$\begin{aligned} & \frac{1}{h} \left[(1 - x_{i+1/2}) (F_1 G)_{i+1/2} (I_{i+1}^{m+1/2} - I_i^{m+1/2}) + x_{i-1/2} (I_i^{m+1/2} - I_{i-1}^{m+1/2}) \right] = \\ & = \left[m\gamma_2(1-S) \right]_i \frac{I_i^{m+1/2} - I_i^m}{\Delta t} - (m\gamma_1 S)_i \frac{(kl)_i^{m+1/2} - (kl)_i^m}{\Delta t}. \end{aligned}$$

В полученных уравнениях приняты следующие обозначения; h — шаг пространственной сетки между узлами i и $i + 1$;

Δt — шаг по времени; $x_{i\pm 1/2}$ — ступенчатые функции, задаваемые соотношениями

$$x_{i\pm 1/2} = \begin{cases} 0, & \text{если } G_{i\pm 1/2} < 0; \\ 1, & \text{если } G_{i\pm 1/2} \geq 0. \end{cases}$$

Аналогично с незначительными изменениями решаются профильная и плоскорадиальная гидродинамическая модели.

8.6. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ И МНОГОСТВОЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

8.6.1. ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Достигнутый научно-технический прогресс в новейших методах освоения скважин, в том числе путем создания искусственных магистральных трещин большой протяженности, а также техника и технология бурения горизонтальных и многозабойных скважин позволяют вводить в экономически выгодную разработку новые месторождения нетрадиционного свободного газа.

В последнее время в США стали разрабатываться нетрадиционные источники с проницаемостью до 0,01 или даже 0,001 мкм², которые раньше считались непромышленными и нерентабельными. Они потребовали создания новых технологий в бурении, освоении, добыче и интенсификации притока газа в скважину. Нетрадиционные ресурсы природного газа уже сегодня становятся конкурентоспособными с нефтью и углем. При этом основное значение приобретают работы по превращению ранее считавшихся непромышленных залежей в промышленные с экономически выгодными и извлекаемыми запасами газа.

Из нетрадиционных источников ресурсы природного газа могут извлекаться полностью или частично. Границы между экономически выгодными и экономически невыгодными залежами, а также те из них, освоение которых технически возможно и которые еще не могут быть освоены при современном научно-техническом уровне, сдвигаются очень быстро.

Очередность ввода в промышленную разработку нетрадиционных источников газа зависит от их экономической эффективности по сравнению с другими видами энергии. Первыми среди нетрадиционных источников стали осваиваться залежи природного газа, приуроченные к плотным низкопроницаемым коллекторам. Плотный коллектор представляет собой горную породу, насыщенную газом, с относительно низкими значениями пористости и проницаемости, и которая без использования методов интенсификации является непромышленным источником природного газа. В связи с этим возникает необходимость применения соответствующих технологий, обеспечивающих достижение извлекаемых запасов газа с рентабельными дебитами, при которых эта залежь становится экономически выгодной для разработки. По существу, при проектировании разработки месторождения с плотными коллекторами ставится вопрос о конструировании газового пласта с новыми фильтрационными параметрами, обеспечивающими заданные рентабельные дебиты и приемлемые коэффициенты газоотдачи.

Разработка месторождений с плотными низкопроницаемыми коллекторами характеризуется высокими депрессиями на пласт, ярко выраженной нестационарностью притока газа к скважинам, относительно низкой газоотдачей, необходимостью предотвращения самоглушения скважин при поступлении жидкости на забой и проведения больших работ по интенсификации притока газа к забою скважин. При этом методы интенсификации притока газа, применяемые в плотных коллекторах, предназначены не только для увеличения дебита газа, но и для повышения газоотдачи.

Чтобы получить наибольший дебит газа, производят вскрытие пласта раствором на нефтяной основе или с помощью газа или воздуха, в результате чего дебит увеличивается в 3–8 раз. С этой целью применяют также массивированный гидроразрыв пласта (МГРП) с использованием метанола и в сочетании с солянокислотной обработкой. Наибольший интерес представляет создание магистральных трещин в пласте, бурение горизонтальных и многозабойных скважин.

Практическая сторона проблемы глубинного газа связана с возможностью ориентации энергетики на огромные ресурсы газа больших глубин.

Предполагается, что во всем мире объем добычи глубинного газа из плотных низкопроницаемых коллекторов к 2000 г. составит 10–14 %, а к 2020 г. — 20–25 %. Фактически уже в 1984 г. в США объем этого газа составил 10 % всей

добычи газа и продолжает расти, а их прогнозные ресурсы в 5 раз больше прогнозных ресурсов традиционного газа. В целом в США в последние годы, после снятия ограничений конгресса на цену природного газа, отмечается увеличение темпов развития газовой промышленности, опережающих другие отрасли энергетики и темпы роста газовой промышленности России.

Скважины сложной конфигурации, скважины с несколькими горизонтальными или наклонными забоями или трещинами или и теми, и другими находят все более широкое применение при освоении плотных низкопроницаемых коллекторов.

Наиболее эффективными средствами снижения затрат при разработке месторождений природных углеводородов и повышения продуктивности скважин в настоящее время являются создание одного или нескольких горизонтальных забоев или гидроразрывы пластов для создания искусственных трещин в призабойной зоне пласта (скважин) сложной конфигурации. Ниже излагается краткий анализ отечественного и зарубежного опыта бурения.

Разрабатываются теоретические основы газогидродинамики скважин с горизонтальным или наклонным, одним или несколькими забоями большой протяженности, с одним или несколькими искусственными или естественными трещинами с учетом реальных потерь давления по всему пути продвижения пластового флюида от пласта до подачи в транспортную систему, строятся математические модели поведения пласта и скважин сложной конфигурации в процессе разработки месторождения. Математические модели исходят из моделей элементарных потоков (элементов потока пластового флюида от контура питания до промыслового пункта подачи в транспортную систему). Эти модели объединяются в систему моделей (модель скважины или всего месторождения).

Для горизонтальных и многоствольных скважин еще в большей мере, чем для вертикальных, целесообразно применение технологий с предельным энергосберегающим дебитом $Q_{кр}$. Их следует проектировать и сооружать, предусматривая с самого начала их работу в пределах $Q_{кр}$. По-видимому, нет необходимости доказывать о нецелесообразности их конструирования, при котором заранее закладывать их работу по трехчленному закону, т.е. излишними потерями и всеми негативными, о которых говорилось выше, для вертикальных скважин. Для горизонтальных и сложных скважин значения $Q_{кр}$ будут огромными, и их можно рассчитывать, а негатив-

ные последствия его нарушения могут быть еще более значимыми. Следует подчеркнуть, что скважины сложной конструкции находят прогрессивно растущее применение, за ними будущее, и теория таких скважин весьма актуальна.

8.6.2. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Горизонтальное бурение следует отнести к числу наиболее значительных технологических достижений нефтяной и газовой промышленности. Впервые бурение горизонтальных скважин (ГС) было запатентовано в прошлом веке, но на протяжении столетия этот метод применялся в весьма ограниченном масштабе для решения конкретных технических задач.

Установлено, что горизонтальные стволы, пробуренные на десятки и сотни метров вдоль продуктивных пород, многократно увеличивают полезную протяженность скважин, расширяют зону дренирования, увеличивают поверхность фильтрации и вскрывают значительное число крупных трещин и высокопроницаемых каналов по сравнению с обычными вертикальными скважинами.

Длина горизонтального участка горизонтальной скважины является важным фактором, влияющим на производительность, так как определяет суммарную площадь фильтрации. На практике длина такого участка колеблется от нескольких десятков метров до 1500 м. При увеличении длины горизонтального ствола появляются проблемы, связанные с бурением и заканчиванием скважины.

Большинство горизонтальных скважин имеют диаметр 216 – 100 мм или меньше.

Анализ развития горизонтального бурения показал, что лидером в этой области являются США. Общее число скважин, пробуренных с горизонтальными участками, составило в США в 1990 г. около 850. Районы наибольшей активности – штаты Техас и Сев. Дакота. Типичные горизонтальные скважины среднего радиуса имели длину горизонтального ствола около 850 м, горизонтальное смещение от точки набора кривизны до забоя составило 1250 м, общая длина ствола около 3000 м.

Наиболее активно также бурились горизонтальные скважины в Канаде, Дании, Австралии и Индонезии. Но несколько горизонтальных скважин пробурено в Аргентине, Китае, Омане, на Филиппинах.

В Западной Европе бурят горизонтальные скважины преимущественно на морских месторождениях.

В Африке уделяется большое внимание проводке горизонтальных скважин, чему способствует широкое распространение продуктивных пластов малой толщины, эксплуатация которых осложняется образованием водяных конусов.

В целом рост объемов горизонтального бурения будет значительно увеличиваться в США и Канаде. По некоторым оптимистическим оценкам, за 1990–2000 гг. будет пробурено около 50 тыс. горизонтальных скважин, причем 75 % их числа в США. Значительные усилия, прилагаемые для совершенствования техники и технологии бурения горизонтальных скважин, а также приобретаемый опыт позволяют достигать все более впечатляющих результатов. В 1990 г. в Зап. Австралии на месторождении Норт-Ренкин пробурена скважина с горизонтальным смещением в продуктивном пласте на 6184 м при глубине 3002 м. Добыча конденсата при этом увеличилась более чем в 3 раза.

Следует отметить также следующий аспект данной проблемы. Отдельные страны считают возможным пересмотреть свои перспективные, а также балансовые запасы. Можно думать также о создании нового подхода к методике разработки нефтяных и газовых месторождений при помощи различных вариантов размещения горизонтальных скважин.

Ряд компаний на территории США за счет внедрения горизонтальных скважин уже произвели переоценку извлекаемых запасов нефти, увеличив их вдвое, а запасы по газу увеличены в 5 раз. В ближайшие годы ожидается широкомащтабная ревизия доказанных запасов углеводородов всей страны с использованием горизонтальных скважин. Этому способствует также политика всевозможных поощрений с целью стимулирования новой методики эксплуатации месторождений. Это выражается в сокращении налогов, назначении премий, патентовании новых технологий и разработок. Так, например, в 1989 г. была разработана технология многозабойного радиального бурения горизонтальных скважин из ранее пробуренных вертикальных скважин таким образом, чтобы горизонтальные ответвления служили перфорационными каналами на любом заданном уровне вертикального ствола вдоль пласта-коллектора.

Предлагается разработать специальные правила, касающиеся сетки размещения горизонтальных скважин, процесса бурения и порядка заканчивания, а также режима последующей эксплуатации. К патентованию предложена новая тех-

нология размещения эксплуатационных горизонтальных скважин по треугольной сетке. В основу ее заложен единый узел, состоящий из трех горизонтальных скважин, одна из которых вскрывает продуктивный горизонт в его сводовой части, а две другие — в подошве. Кровельная скважина является эксплуатационной, две подошвенные — инъекционными. Таким образом, закачка и добыча могут осуществляться одновременно.

В 1991 г. в США была опубликована методика ликвидации газопроявлений при горизонтальном бурении, а также метод прогнозирования пространственного положения стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Период интенсивного развития эксплуатации месторождений с помощью горизонтальных скважин относят к 1986—1991 гг. За это время более 1000 нефтяных и газовых скважин увеличили свои дебиты на месторождениях Франции, Италии, Дании, Голландии, Канады, Ливии, Аргентины и др. В Северном море горизонтальное бурение широко развито для разработки месторождений с запасами на пределе рентабельности. По заявлениям отдельных экспертов, использование горизонтальных скважин в этих условиях является единственно возможным способом эксплуатации.

Проблемы экономической эффективности проводки горизонтальных скважин привлекают все более пристальное внимание по мере того, как этот способ переходит из экспериментального к промышленному.

По мере развития техники и технологии стоимость бурения значительно снизилась, и в среднем проводка горизонтальной скважины на 20—50 % дороже проводки обычной скважины.

При анализе затрат на бурение горизонтальной скважины следует также учитывать, что при разработке месторождений вертикальными скважинами их число будет гораздо больше, чем горизонтальных.

Газовые скважины с горизонтальными стволами впервые в б. СССР были пробурены в 1961 г. Это были три многозабойно-горизонтальные скважины на Расшеватском месторождении, сложенном низкопроницаемыми коллекторами.

Создание новых технологий и технических средств позволяет успешно бурить горизонтальные скважины. Наличие в них большой поверхности фильтрации позволяет осуществлять их эксплуатацию при законе Дарси или при очень высоких энергосберегающих дебитах, тем самым экономя энергию пласта.

Использование наклонных и горизонтальных скважин в первую очередь более эффективно, чем вертикальных, при незначительной толщине пласта, низкой проницаемости, наличии вертикальных трещин, подошвенной воды, нефтяной оторочки шельфовых месторождений и нерентабельных залежей в плотных низкопроницаемых коллекторах при их эксплуатации системой вертикальных скважин.

Методика расчета притока газа к горизонтальным и многозабойным скважинам, исходя из двучленного закона сопротивления, была предложена В.А. Киреевым и Ю.П. Коротаевым еще в 1966 г.

Все горизонтальные скважины должны работать в пределах энергосберегающих режимов $Q_{кр}$, которые иногда на порядок могут превышать соответствующие дебиты в вертикальных скважинах.

При наличии горизонтального ствола работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, так как по длине горизонтального ствола можно, например, сделать несколько операций по гидроразрыву.

Целесообразность бурения горизонтальных скважин возникает и при разработке ограниченных линзовидных пластов, а также при вскрытии несцементированных и неустойчивых к разрушению пластов. Возможна наибольшая эффективность сооружения горизонтальных скважин на ПХГ.

Освоение новой техники и технологии бурения горизонтальных скважин позволило свести стоимость бурения горизонтальной скважины практически на уровень бурения вертикальной скважины.

Основной причиной, по которой горизонтальные скважины намного реже применяются в газовых залежах, является то, что проблема газоотдачи в большинстве случаев не столь остра, как проблема извлечения нефти.

Тем не менее в плотных коллекторах, там, где не удается получить сколько-нибудь заметных дебитов, рассматривается как наиболее перспективный метод [22, 24]. Известны описания применения горизонтальных скважин за рубежом для добычи газа из малорентабельных газовых месторождений [23].

Горизонтальное бурение для добычи газа применялось в угольных штатах США с применением специальных устройств. Длина горизонтального ствола достигла 600 м. Для мелких скважин бурили ротором, а для более глубоких — забойным двигателем. Способ разработки горизонтальными скважинами для повышения газоотдачи из девонских слабо-

проницаемых глинистых коллекторов предложен в США в сочетании с многократным гидроразрывом [24].

В целом бурение горизонтальных скважин в газовых месторождениях ведется теми же способами, что и в нефтяных.

Существенное снижение стоимости горизонтальных скважин достигается при модификации способа их бурения без обсаживания горизонтального ствола [20]. Это почти всегда делается в карбонатных породах, и допустимо в песчаниках, которые достаточно устойчивы. По данным работы [20], более 85 % горизонтальных скважин в карбонатных породах заканчиваются с необсаженным продуктивным стволом. В песчаниках можно использовать нецементируемые хвостовики с щелевидными отверстиями, которые также снизят стоимость проводки и в то же время укрепят стенки ствола.

На создание горизонтальных скважин тратится примерно в 2,5 раза больше времени, чем на создание вертикальной скважины.

8.6.3. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Особенности и преимущества применения горизонтальных скважин состоят в следующем [19, 20, 21 и др.]:

значительно повышаются энергосберегающие — рабочие дебиты и отбор нефти и газа;

создается новая геометрия дренирования пласта;

более интенсивно растет производительность скважин при наличии вертикальных трещин;

повышается компонентоотдача маломощных пластов, даже когда толщина их не больше 6 м;

происходит интенсификация добычи нефти и газа и увеличивается газоотдача пластов;

увеличиваются сроки эксплуатации скважин без образования конусов воды и газа и, следовательно, уменьшаются сроки обводнения и прорыва газа из газовых шапок;

вследствие сокращения числа скважин, необходимых для разработки месторождений, снижается загрязнение окружающей среды и сохраняются экологически чистыми большие площади поверхности земли;

в эксплуатацию вовлекаются залежи, ранее считавшиеся промышленно нерентабельными из-за незначительных дебитов скважин (забалансовые запасы);

появилась возможность эффективно эксплуатировать га-

зовые месторождения в плотных низкопроницаемых коллекторах;

становится рентабельной разработка низкопродуктивных, малорентабельных и неэкономических пластов при их освоении вертикальными скважинами, а также практически истощенных пластов. Последнее предстоит экспериментально подтвердить для Оренбургского месторождения.

Исследования, проведенные в течение последних лет, позволили разработать общие принципы применения горизонтальных скважин, основанные на критериях гидродинамической эффективности, включая энергосбережение.

В частности, было установлено (рис. 8.14):

1) наименьшие потери кинетической энергии фильтрующегося пластового флюида имеют место при прямолинейном расположении цепочки горизонтальных стволов в виде галереи (см. рис. 8.14, а);

2) наименьшие потери давления в пристволенной зоне обеспечиваются путем направления горизонтального ствола перпендикулярно плоскости расположения трещин в пласте (см. рис. 8.14, б). В случае хаотического (или заранее неизвестного) расположения плоскости трещин этот принцип требует применять горизонтальные скважины со взаимно перпендикулярными направлениями горизонтальных стволов (рис. 8.14, в);

3) при разработке месторождения должен, очевидно, соблюдаться и принцип равномерного дренирования залежи, требующий и соответствующего распределения горизонтальных скважин по площади (рис. 8.14, г);

4) разработанные принципы гидродинамической оптимизации длины горизонтального ствола являются важнейшими для определения систем размещения горизонтальных скважин по площади (рис. 8.14, д);

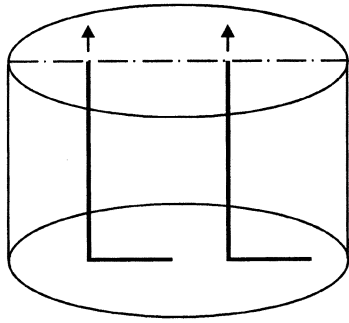
5) принцип минимума потерь давления в горизонтальном и вертикальном стволах скважины реализуется путем бурения многозабойных скважин (рис. 8.14, е). В этом случае среднее падение давления в вертикальном стволе большого диаметра, приходящееся на один горизонтальный ствол, оказывается минимальным.

Гидродинамические принципы применения горизонтальных и многозабойных скважин:

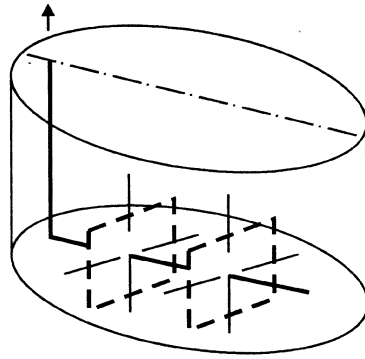
принцип минимума потерь пластовой энергии флюида в пласте — прямолинейное (квазигалерейное) расположение скважин (см. рис. 8.14, а);

принцип минимума потерь пластовой энергии флюида в

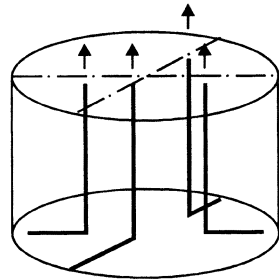
a



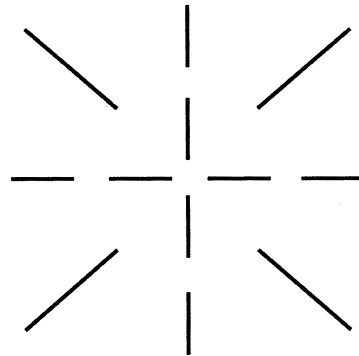
б



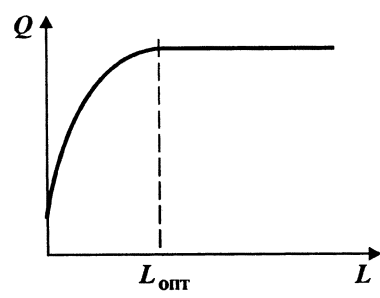
в



г



д



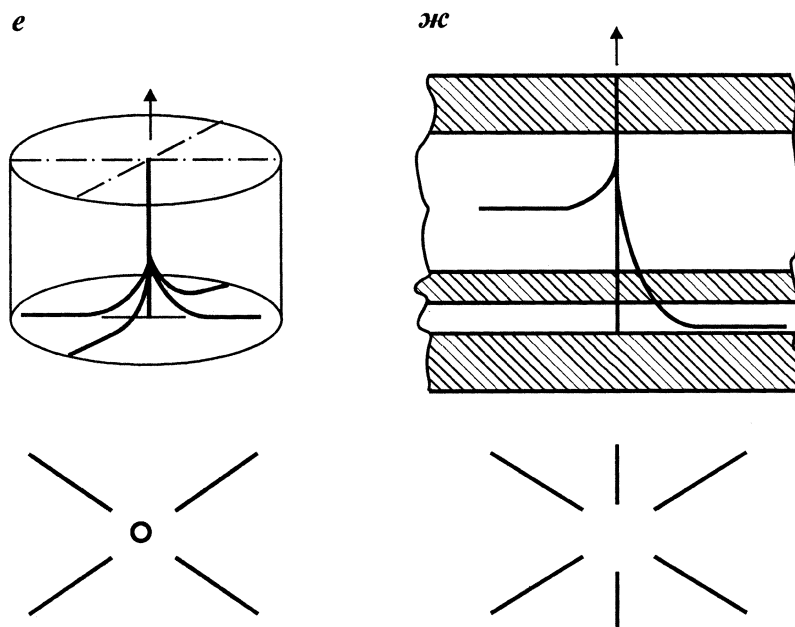


Рис. 8.14. Общие принципы применения горизонтальных скважин:
a – минимум потерь давления в пласте (прямолинейное расположение);
б, в – минимум потерь давления в пристволенной зоне (при известной плоскости трещин); *г* – равномерность дренирования и поля давления; *д* – оптимальная длина горизонтального ствола ($L_{\text{опт}} = 500$ м – промышленные запасы; $L_{\text{опт}} = 700\div 1000$ м – непромышленные запасы); *е* – минимум вертикальных стволов (однопластовая залежь); *ж* – минимум вертикальных стволов (многопластовая залежь)

приствольной зоне – направление стволов перпендикулярно трещинам (см. рис. 8.14, *б, в*);

принцип равномерного дренирования залежи (см. рис. 8.14, *г*);

принцип гидродинамической оптимизации длины горизонтального ствола (см. рис. 8.14, *д*);

принцип минимума потерь давления в горизонтальном и вертикальном стволах – реализуется путем бурения многозабойных скважин с вертикальным стволом большого диаметра (см. рис. 8.14, *е*);

принцип максимума газоотдачи промышленных и непромышленных запасов реализуется путем бурения разветвленных горизонтальных скважин, эксплуатируемых при предельном энергосберегающем режиме $Q_{\text{кр}}$.

Применение разветвленных горизонтальных скважин позволяет одновременно эксплуатировать промышленные и непромышленные залежи (рис. 8.14, ж).

Наиболее перспективной областью применения этих принципов являются:

низкопроницаемые коллекторы, запасы флюида в которых являются непромышленными, т.е. экономически невыгодными в случае применения вертикальных скважин. Применение горизонтальных скважин в этом случае позволяет перевести непромышленные запасы в категорию промышленных. Энергосберегающий дебит горизонтальной скважины при этом может превосходить дебит вертикальной при одном и том же устьевом давлении в десятки раз;

низкопроницаемые низкодебитные коллекторы, разработка которых вертикальными скважинами оказывается малорентабельной, а продукция неконкурентоспособной. В этом случае применение горизонтальных скважин позволяет увеличивать дебиты в 5–10 раз и тем самым улучшить экономические показатели;

такие низкодебитные пласты, для которых дебит вертикальной скважины является малорентабельным даже в хорошо- или среднепроницаемых коллекторах;

неоднородные по простиранию и разрезу коллекторы. Применение горизонтальных скважин в этом случае значительно увеличивает вероятность вскрытия хорошо проницаемых и высокодебитных коллекторов;

коллекторы с подошвенной водой. Разработка коллекторов с подошвенной водой во многих случаях связана с подъемом конусов или языков воды, обводнением и выбытием скважин из эксплуатации. Применение горизонтальных скважин оказывается перспективным и для этих коллекторов, поскольку резко уменьшает градиенты давления в пласте, а тем самым и опасность конусообразования и обводнения.

С учетом существенного роста производительности горизонтальных скважин, увеличения газо-, конденсато- и нефтеотдачи и надежности технологии эксплуатации низкопродуктивных, маломощных, малоэффективных и нерентабельных залежей можно утверждать, что в будущем вертикальными скважинами будут разрабатываться только месторождения с большой толщиной и высокими коллекторскими свойствами пласта, т.е. будут применяться в исключительных случаях.

Сейчас можно говорить о том, что горизонтальные скважины являются не просто новым вариантом технологии по-

вышения производительности, а новым способом разработки месторождений, постепенно вытесняющим способ эксплуатации вертикальными скважинами.

8.7. КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все элементы газодобывающего комплекса, включая месторождение, залежь, скважины, промысловые сооружения, газопроводы и потребители, оказывают существенное взаимовлияние друг на друга через обратные связи. Эти специфические особенности газовой промышленности, обладающей значительной инерционностью и огромной инфраструктурой, как системы энергетики должны учитываться при проектировании разработки месторождений. На начальном этапе проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений осуществлялось на относительно небольшой период и без увязки с обустройством промыслов, транспортом газа по магистральным газопроводам и разработкой других месторождений. По существу, проектирование разработки заключалось в практически изолированном рассмотрении отдельно взятого месторождения. При этом определялись на заданные среднегодовые отборы газа из месторождения, рабочие дебиты по скважинам, число скважин, расположение их на структуре и срок ввода головной компрессорной станции. На основании этих данных создавались технические проекты обустройства газовых промыслов.

Исходя из предлагаемой авторами новой концепции разработки месторождений осуществляется и новый подход к комплексному проектированию разработки, при котором представляется целесообразным при проектировании разработки и опытно-промышленной эксплуатации отдельного месторождения все расчеты, включая определение числа и расположения скважин, производить на весь основной период разработки месторождения, исходя из энергосберегающих режимов работы скважин и промысловых сооружений, надежной их работы без осложнений и аварий и обеспечивая высокие коэффициенты газо- и конденсатоотдачи. Тем самым при проектировании обустройства его и выборе оборудования можно обеспечить надежные условия работы всего оборудования в течение всего периода разработки месторождения. В проекте выделяют очередность и периоды строи-

тельства и эксплуатации отдельных объектов, а также предусматривается время уточнения проекта. При этом для наземных сооружений на весь срок разработки составляется генеральная схема обустройства с указанием сроков и продолжительности строительства скважин и наземных сооружений и учитывая на это соответствующий лаг во времени. В процессе комплексного проектирования целесообразно рассмотрение ряда вариантов для выбора оптимального с точки зрения затрат и надежности работы всего комплекса сооружений в течение всего периода разработки месторождения.

Роль и значение комплексного проектирования неизмеримо выросли в связи с открытием и разработкой Оренбургского и Астраханского месторождений, где основной задачей разработки стало обеспечение стабильной работы газоперерабатывающих заводов с получением многих товарных продуктов.

Раздельное проектирование разработки газовых месторождений без рассмотрения принципиальной и технологической схемы обустройства газовых промыслов на весь или основной период эксплуатации приводит на практике к частым переделкам промысловых сооружений. На эти переделки затрачиваются значительные средства и создаются напряженные условия эксплуатации. Например, неравномерность нагрузки отдельных УКПГ на месторождении Медвежье и др.

Основная причина постоянных переделок газопромыслового оборудования состоит в том, что недостаточно увязаны условия работы скважин и наземных сооружений и расчеты в проектах разработки и обустройства производятся на ряд лет, иногда на 3–4 года, без рассмотрения дальнейшей перспективы работы месторождения. Продолжительность строительства объектов практически не учитывается при проектировании разработки, что создает трудности при его осуществлении. При системе раздельного проектирования разработки месторождения и принципиальной технологической схемы обустройства решения, принятые в проекте разработки, не подлежали изменению при рассмотрении и принятии решений по обустройству и, наоборот, в проектах разработки не учитывали специфические особенности обустройства несмотря на наличие между ними жестких связей.

При комплексном проектировании потребовалось для обеспечения оптимальных условий работы всей системы промысловых сооружений детальное рассмотрение гидродинамических, температурных режимов скважин, шлейфов, установок НТС, осушки и очистки газа и других сооруже-

ний, в том числе и прочностных, и деформационных вопросов, влияние коррозии и др. Таким образом, при комплексном проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений и проектировании обустройства учитывается, что пласт, скважина, промысловые сооружения, магистральные газопроводы и потребители представляют собой единое и неразрывное целое. Поэтому при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений, кроме пласта и скважин, также рассматриваются принципиальные схемы обустройства и работы газопроводов с выдачей рекомендаций по этим вопросам для проектных и производственных организаций.

В процессе работы над проектом учитывается взаимосвязь работы отдельных звеньев рассматриваемой системы в течение всего периода разработки. Расположение и условия работы скважин увязаны с работой коллекторов, компрессорных станций УКПГ, УППГ и групповых пунктов сбора. Например, местоположение дожимных компрессорных станций определяется в зависимости от конфигурации газосборной сети и расположения групповых пунктов и установок по осушке. Расположение этих сооружений выбирается в зависимости от дебитов, расположения скважин и наличия тектонических нарушений и учета оседания земной поверхности. Например, применение энергосберегающих дебитов и опережающий ввод скважин в эксплуатацию могут не только улучшить условия их эксплуатации и работы пласта, но при этом значительно сократить расходы на сооружение дожимных компрессорных станций.

Обоснованный ответ на основную проблему разработки, а именно, выбор величины и темпов отбора газа с вновь открытых месторождений производится как с учетом темпа истощения, обеспечивающего оптимальные значения газо- и конденсатоотдачи данной залежи, так и существующей сети магистральных газопроводов и подключенных к ней уже эксплуатирующихся в настоящее время месторождений и вновь строящихся магистральных газопроводов. При этом рассматриваются условия работы группы эксплуатирующихся и подключаемых месторождений совместно с действующими магистральными газопроводами. При рассмотрении перспектив работы отрасли в целом и отдельного газonosного региона решается задача долгосрочного прогноза с учетом условий перевода потенциальных ресурсов газа в запасы промышленных категорий. Эта работа предшествует или входит в качестве первоначального этапа перед составлением ком-

плексного проекта разработки каждого отдельного месторождения, что позволяет более обоснованно устанавливать и распределять отборы газа из месторождений и своевременно вносить коррективы и дополнения в составленные ранее проекты разработки уже подключенных к газопроводам месторождений.

В этом плане каждое месторождение рассматривается как укрупненная скважина и решается оптимизационная задача работы сложной системы магистральных газопроводов с притоком и расходом газа по пути от месторождения к потребителю. При долгосрочном прогнозе проводится детальный анализ прогнозных запасов, традиционных и нетрадиционных ресурсов газа и потребления газа, а также замены других видов топлива природным газом.

Наиболее простой случай решения этой задачи, когда имеется одно месторождение и один потребитель и между ними проложен газопровод данного диаметра. В этом случае рассматриваются гидродинамические и термодинамические условия работы этой системы во времени и определяются сроки ввода скважин, промысловых сооружений и местоположение линейных, головных и дожимных компрессорных станций. Исследуется неравномерность потребления газа в течение года, которая приобретает в последние годы все большую значимость, принимаются необходимые решения путем выбора отдельных месторождений для обеспечения надежного газоснабжения. Такой подход позволяет правильно определять на них необходимое число дополнительных скважин с учетом неравномерности потребления. В общем виде это произвольно расположенная группа месторождений и потребителей, и решается задача об условиях работы месторождений, о сооружении сети магистральных газопроводов и нахождении оптимальных условий работы всей указанной системы. В том числе и для всех газовых месторождений, закольцованной системы магистральных газопроводов вместе с подземными хранилищами и потребителями ЕСГ (рис. 8.15).

На проектирование разработки месторождений существенное влияние оказывают условия работы Единой системы газоснабжения страны.

Начало функционирования в стране Единой системы газоснабжения можно отнести к 1956 г., когда была организована газовая отрасль и были построены современные магистральные газопроводы: Саратов – Москва, Ставрополь – Москва, Дашава – Киев – Брянск – Москва. К моменту распада Советского Союза и образованию СНГ ЕСГ России представляла

собой сложную систему протяженностью 220 тыс. км, без которой немислимо было бы функционирование всех основных видов промышленности. В последующем было осуществлено разделение ЕСГ на ряд участков по числу стран СНГ.

Как известно, под системой понимается совокупность выполняющих различные функции, но технологически взаимосвязанных подсистем и элементов, объединенных единой целью.

ЕСГ — это сложная развивающаяся система. В то же время она является самостоятельной частью Единой системы энергоснабжения. Для управления и успешного развития ЕСГ разделяется на подсистемы и элементы. Это деление должно подчиняться требованиям технологии и техники, экономики и управления, вытекающим из ее специфики.

Исходя из указанных выше позиций, ЕСГ делится на подсистемы: добычи; транспорта; хранения; распределения; использования газа.

Каждая из этих подсистем в свою очередь представлена отдельными элементами. В частности, подсистема добычи газа расчленяется на элементы: залежь (месторождение); скважины; сбор газа; подготовка газа; ДКС, которые, в свою очередь, при решении отдельных вопросов можно рассматривать как самостоятельные.

Газотранспортная подсистема состоит из следующих элементов: линейная часть, компрессорные станции, газораспределительные станции, а также станции подземного хранения газа. Линейная часть, состоящая из системы трубопроводов, имеет также сложную многоуровневую структуру.

При такой тесной технологической взаимосвязи элементов системы ее совершенствование и развитие должны решаться комплексно. Любое технологическое изменение в одном из элементов неизбежно вызывает изменение условий работы других звеньев.

Расчленение ЕСГ не по технологическим, а по любым другим принципам приведет к ухудшению ее работы и, как следствие, к снижению показателей не только самой системы, но и всего народного хозяйства, поскольку удельный вес газа в топливном балансе страны более 51 % и продолжает расти.

Потребление газа, как уже говорилось, характеризуется крайней неравномерностью, определяемой большим числом факторов.

При этом в отличие от электросетей система подачи газа

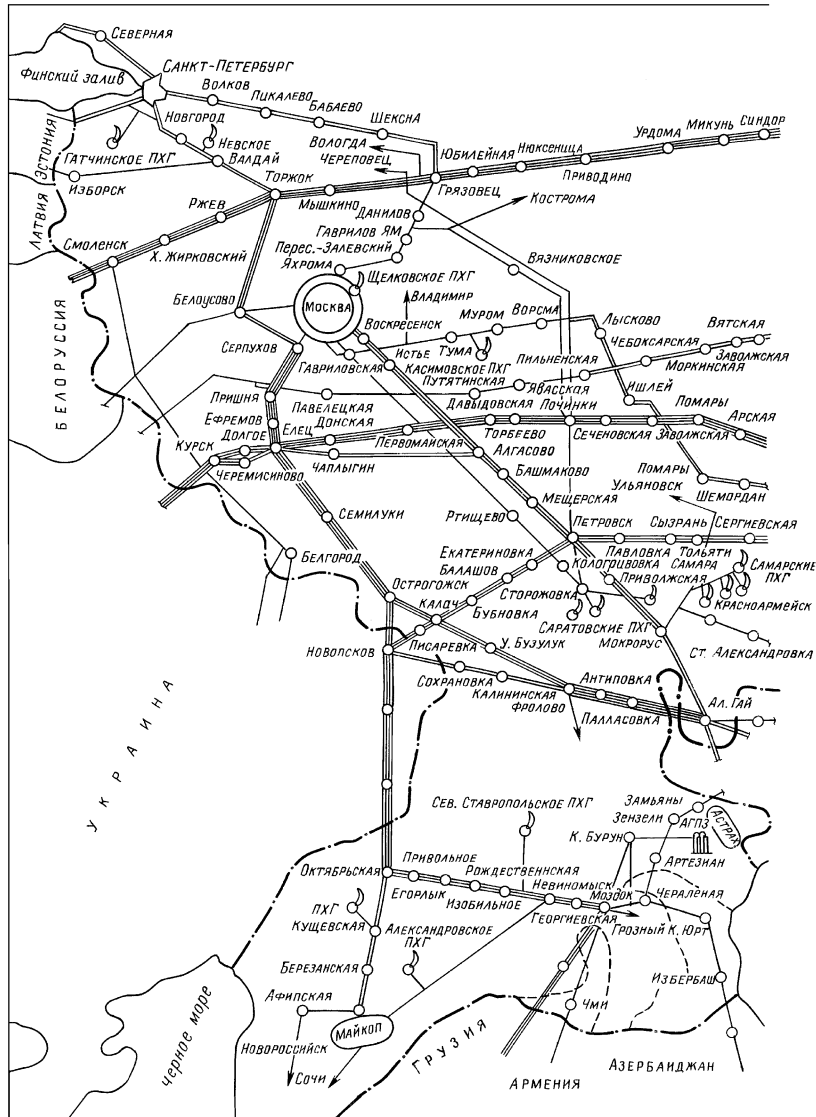
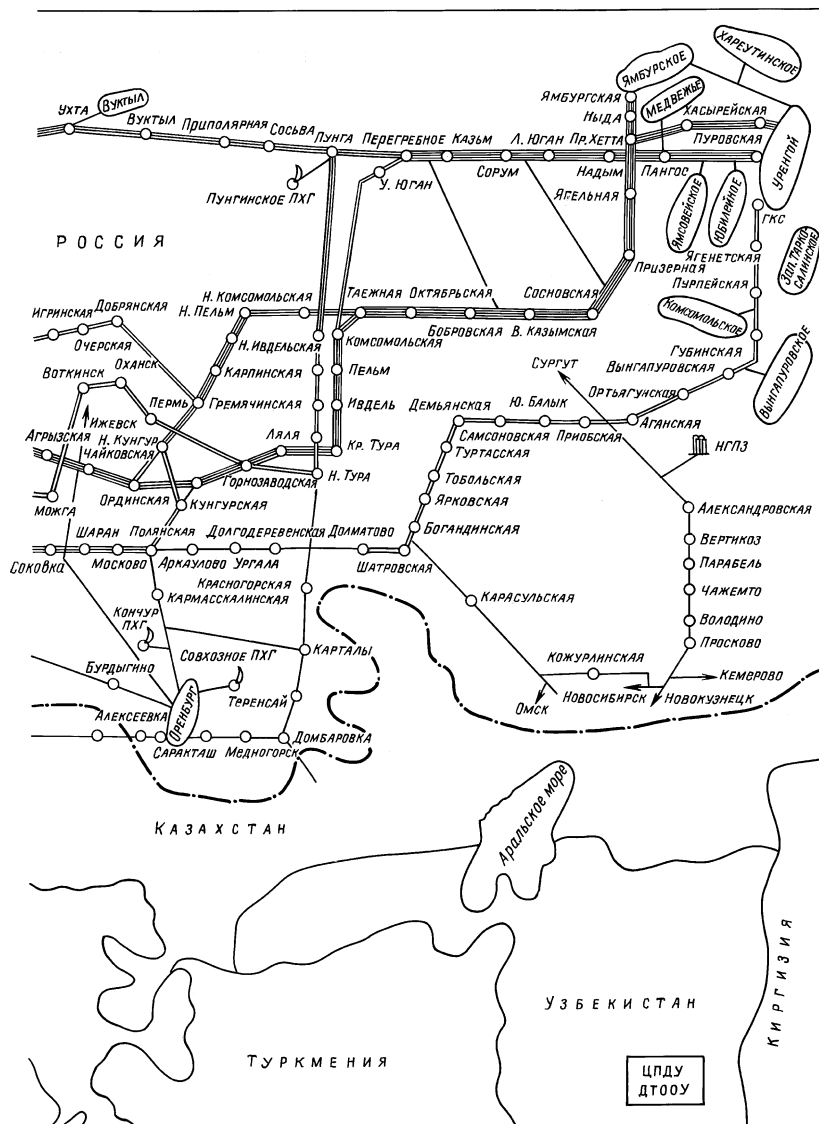


Рис. 8.15. Единая система



газоснабжения России

инерционна и упругомка. Она реагирует на управляющие сигналы не сразу, а от нескольких часов до нескольких суток.

Детальное рассмотрение условий эксплуатации действующей системы магистральных газопроводов совместно с подключенными к ней месторождениями позволяет обеспечить большую надежность газоснабжения, необходимое регулирование подачи газа в газопроводы и потребления при автоматизации и телемеханизации системы с управлением ею с единого диспетчерского пульта.

Можно рекомендовать следующую методику и поэтапность решения задачи комплексного проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Величины отбора газа из провинций на перспективу устанавливаются исходя из имеющихся и предполагаемых к открытию месторождений, включая перевод части традиционных прогнозных ресурсов в промышленные запасы по методике (см. гл. 3), предложенной авторами настоящей работы, и размеров потребления газа. В соответствии с этим прогнозируется работа действующих и строительство новых крупных газовых магистралей. Исходя из принятых основных направлений газовых потоков и режимов работы действующих и строящихся магистральных газопроводов и известного потребления газа, рассматривается задача о распределении отборов газа между месторождениями, входящими в данную провинцию, при рассмотрении каждого из них в виде укрупненной скважины. Далее составляются комплексные проекты разработки для группы и отдельного месторождения с учетом условий работы других месторождений. При этом характер и существо комплексного рассмотрения для каждого месторождения выбирается исходя из конкретных особенностей месторождений и наличия условий инвестиций. При долгосрочном прогнозе развития отрасли к традиционным добавляются нетрадиционные ресурсы свободного газа, приуроченные к плотным низкопроницаемым коллекторам, имеющие практически региональное распространение.

Особенностью работы газовых и газоконденсатных месторождений, скважин и наземных сооружений при разработке без поддержания давления является изменение основных технологических параметров во времени, не только изменение дебитов, давлений и температур, но и развитие деформационных процессов в пласте и скважинах. Это обстоятельство учитывается в комплексных проектах разработки не только для пласта и скважин, но и для наземных соору-

жений, где, в частности, в местах глубоких деформаций и тектонических нарушений не рекомендуется как строительство скважин, так и основных промысловых объектов.

Комплексные проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений составляются на основной или на весь период разработки на основе адаптированной геолого-газодинамической компьютерной модели неоднородного пласта, построенной на базе полного комплекса исследований и данных эксплуатации. В проекте рассматриваются газодинамические, деформационные и термодинамические характеристики пласта и скважин, технологии проводки и закачивания скважин, конструкции забоя, ствола и устья, интенсификации притока газа, средств по борьбе с коррозией, условий работы скважин, коллекторов, сепараторов, УКПГ, НТС, холодильных машин, газоперерабатывающих заводов, газосборных сетей, дожимных и головных компрессорных станций, установок по осушке и очистке газа. При этом главным становится исследование характера изменения условий работы каждого из указанных элементов в течение всего или основного периода разработки месторождения. К основным показателям также относится изменение дебита газа и конденсата и воды во времени; в том числе расчеты выделения воды и конденсата на всем пути движения газа и условия гидратообразования в скважинах и наземных сооружениях в процессе разработки месторождения.

Основное отличие рассмотрения вопросов обустройства в комплексном проекте разработки от технических проектов обустройства, выполняемых проектными институтами, состоит в том, что здесь рассматривают основные принципиальные генеральные и технологические схемы и выдаются основные рекомендации на базе последних достижений и научно-технического прогресса (например, более глубокое извлечение всех компонентов, входящих в состав природного газа). При этом главное внимание обращается на учет взаимовлияния отдельных элементов и обеспечение надежных условий работы подземных и наземных сооружений во времени без осложнений и аварий как единого технологического целого — работы пласта — скважины — наземных сооружений — потребителей в течение основного периода разработки месторождения.

При комплексном решении разработки группы газоконденсатных месторождений для единой водонапорной системы рассматривается взаимодействие месторождений в процессе их разработки.

Анализ работы группы месторождений, входящих в газоносную провинцию неравномерности потребления газа, позволил авторам предложить создание и выделение месторождений-регуляторов подачи газа в магистральные газопроводы, на которые возлагаются функции гашения неравномерности потребления газа как на случай непредвиденных обстоятельств, так и частичного гашения сезонной неравномерности потребления газа. Создание таких месторождений-регуляторов позволило стабилизировать условия работы всех остальных месторождений, входящих в провинцию, и обеспечить надежную подачу газа в магистральные газопроводы.

Повышение надежности функционирования ЕСГ может быть обеспечено за счет создания месторождений — регуляторов подачи газа в основном, главном газодобывающем регионе на севере Тюменской области с функциями ПХГ. При создании месторождений-регуляторов в этом регионе, работающих при переменном режиме работы скважин вплоть до их остановки на определенный период времени, расчет должен проводиться с учетом влияния криолитозоны, изменения ореолов протаивания, образования гидратов, недопущения негативных последствий по прочностным характеристикам скважин. Вместо длительных остановок скважин целесообразен их перевод на один из энергосберегающих регионов, обеспечивающих безгидратную эксплуатацию.

В условиях упруговодонапорного режима с целью повышения газо- и конденсатоотдачи в условиях неоднородного пласта по вертикали и площади большое внимание уделяется оптимальному расположению скважин на структуре для каждого месторождения и порядку ввода отдельных объектов. Предусматривается пообъектная эксплуатация с последовательной отработкой залежи, с равномерным стягиванием водяного контура и отдалением срока обводнения скважин.

Продвижение воды в газовых и газоконденсатных месторождениях потребовало проведения постоянных наблюдений и детальных исследований скважин и месторождений в целом. С этой целью на месторождениях предусматривается как бурение специальных наблюдательных скважин, так и перевод обводнившихся эксплуатационных скважин в пьезометрические и анализ условий эксплуатации скважин. При этом для определения параметров пласта и оценки положения газоводяного контакта наряду с использованием радиоактивных методов каротажа применяются исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации, которые

позволяют отбивать положение зон выклинивания и расстояние от скважин до газоводяного контакта. Оценивается неоднородность продуктивных горизонтов, что позволяет в процессе эксплуатации выявить пропластки, по которым предполагается опережающее продвижение воды в газовую залежь.

В комплексных проектах разработки месторождений, в газе которых содержатся агрессивные компоненты, рассматриваются условия коррозии и средства борьбы с коррозией газопромыслового оборудования. При этом для своевременного выбора эффективных средств борьбы с коррозией выявляется характер агрессивной среды в газе еще на стадии разведки, до ввода месторождения в разработку.

Особое внимание рекомендуется уделить исследованию разрушения пласта, установления интервалов и количества выносимой из них породы и установления фактических интервалов, поступления газа в скважину путем проведения специальных акустико-гидродинамических исследований и с помощью глубинных дебитомеров и термометрии.

Для каждого месторождения в комплексном проекте предусматриваются оптимальные конструкции скважин, обеспечивающие надежность их эксплуатации в течение всего срока разработки.

Первые комплексные проекты разработки были выполнены во ВНИИГАЗе и на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина для Шебелинского месторождения (руководитель проекта Ю.П. Коротаев) и группы месторождений Краснодарского края (руководители проекта Ф.А. Требин, Ю.П. Коротаев, П.Т. Шмыгля).

Методика комплексного проектирования получила широкое распространение в научно-исследовательских институтах отрасли и была внедрена практически на всех газовых и газоконденсатных месторождениях СНГ и России, в том числе на гигантах севера Тюменской области, Прикаспия, Туркмении, Украины, Казахстана, Узбекистана, таких как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Оренбургское, Астраханское, Советабаское, Газли, Зеварды, Крестищенское, Карачаганакское, Шатлык и др. Это способствовало экономии средств при практическом освоении месторождений, начиная с этапа разведки и кончая их обустройством.

ВНИИГАЗ и другие научно-исследовательские организации широко применяют методику составления комплексных проектов разработки или комплексных проектов опытно-

промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Таким образом, изложенный новый подход к разработке и комплексное проектирование позволили поднять на более высокий научный уровень разработку газовых и конденсатных месторождений и представляют собой новый этап в теории и практике проектирования разработки. Комплекс энергосберегающих технологий добычи природного газа, обеспечивающих ее надежность и повышение газо- и конденсатоотдачи недр, дает большой экономический эффект, позволяет уменьшить количество аварий, предусмотреть заранее необходимую перестройку отдельных звеньев промышленных объектов для получения максимального эффекта от их работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛ. 8

1. *Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А.* Долговременное обеспечение потребителей конденсатным сырьем // Газовая промышленность. — 1977. — № 4.
2. *Гриценко А.И., Зотов Г.А., Санжатов Б.Х.* Основные принципы проектирования газохимических комплексов // Проблемы эксплуатации газовых скважин на месторождениях с осложненными горно-геологическими условиями. — 1980.
3. *Состояние и повышение эффективности разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения / А.И. Гриценко, Р.И. Вяхирев, О.Ф. Худяков и др. // Проблемы добычи газа (на примере разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения). — 1979.*
4. *Состояние и повышение эффективности разработки ОГМ / А.И. Гриценко, О.Ф. Худяков, Г.А. Зотов и др. // Разработка и эксплуатация ОГМ. — 1980.*
5. *О состоянии дренирования и методов борьбы с обводнением основной залежи Оренбургского месторождения // Эксплуатация месторождений сероводородосодержащих газов — 1980.*
6. *Комплексные промысловые исследования на Оренбургском месторождении // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — 1980. — Вып. 3.*
7. *Разработка месторождений с большим этажом газоносности / Г.В. Рассохин, Г.Р. Рейтенбах, Н.Н. Трегуб и др. — М.: Недр, 1984.*
8. *Галимов А.К.* Двумерная модель газовой залежи и расчет продвижения воды // Разработка месторождений, промысловая и заводская обработка газа, транспорт газа. — 1974. — Вып. 1. — Ч. 1.
9. *Вяхирев Р.И., Галимов А.К., Леонтьев И.А.* Моделирование процессов регулирования продвижения пластовой воды на Оренбургском месторождении // РИ, Сер. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. — 1982. — Вып. 2.
10. *Галимов А.К.* К методике расчета процессов вытеснения газа водой в слоистых пластах с учетом их капиллярно-гравитационного воздействия // Проблемы эксплуатации газовых скважин на месторождениях с осложненными горно-геологическими условиями. — М., 1980.
11. *Галимов А.К., Леонтьев И.А.* Механизм макрозатемления газа в слоистых пластах с зональной неоднородностью // Газовая промышленность. — 1982. — № 1.

12. *Моделирование* разработки Астраханского газоконденсатного месторождения /А.К. Галимов, И.А. Леонтьев, И.Г. Степанова и др. //Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. — 1987.
13. *Галимов А.К., Леонтьев И.М. Саврасов Б.А.* О влиянии состава газа на продуктивность скважин в упругодеформируемых пластах //Особенности разработки глубокозалегающих месторождений природного газа. — 1982.
14. *Механика насыщенных пористых сред* /В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов и др. — М.: Недра, 1970.
15. *Басниев К.С.* Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты. М.: Недра, 1986.
16. *Закиров С.Н., Коротаев Ю.П.* Принципы освоения Прикаспийских залежей //Газовая промышленность — 1985. — № 11.
17. *Маргулов Р.Д., Вяхирев Р.И., Леонтьев И.А. Гриценко А.И.* Разработка месторождений со сложным составом газа //Нефть и газ. — 1995.
18. *Методический подход к выбору объектов для сайклинг-процесса на Карачаганакском месторождении* /И.А. Леонтьев, М.Я. Зыкин, В.К. Грачев и др. //Газовая промышленность. — 1988. — № 2.
19. *Жианнезини Д.Ф.* Причина широкого распространения горизонтального бурения //Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1983. — № 3.
20. *Краузе Ф.К.* Увеличение запасов нефти за счет горизонтального бурения: Пер. с англ. World Oil, October, V209, № 4. 1989. Фонды ВНИИЭГазпрома.
21. *Сургучев М.А., Табаков В.П., Киверенко В.М.* Состояние и перспективы применения горизонтальных скважин для разработки.
22. *Kruse D.* Where are equipment prices headed, Drilling, V50, № 4, 1989.
23. *Использование горизонтальных скважин для добычи газа в Канаде:* Пер. с англ.-Nocen Test Horizontal for Gas Recovery. Enhanced Recovery week, 24/IV, 1989. Фонды ВНИИЭГазпрома.
24. *Ненахов В.А., Кравцов А.Н., Царев В.П.* Методы добычи газа из плотных низкопроницаемых пород. — М.: изд. ВНИИЭГазпром, 1989.
25. *Hatten J.* Lateral Drilling. Ein Komplettierun-gasverfaher. Brdoi-Erdgas-Kahle, 1986, V. 107, № 7—8, p. 338—241.
26. *Стокли К.О.* Повышение эффективности горизонтального бурения в трещиноватых карбонатах //Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1991. — № 10.
27. *Коротаев Ю.П.* Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. — М.: Недра, 1968.