

И.П.ЧОЛОВСКИЙ В.А.ТИМОФЕЕВ

**МЕТОДЫ
ГЕОЛОГО-
ПРОМЫСЛОВОГО
КОНТРОЛЯ
РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Допущено
Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебного пособия
для студентов вузов, обучающихся по специальности
"Геология нефти и газа"*



МОСКВА "НЕДРА" 1992

ББК 26.325.31

Ч 75

УДК 622.276:553.98 (075.8)

Рецензенты: кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Уфимского нефтяного института;
В.Е. Лещенко

Чоловский И.П., Тимофеев В.А.

Ч 75

Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1992. — 176 с.: ил.

ISBN 5-247-01686-6

Рассмотрены цели, задачи и методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений с учетом технологии и стадийности их эксплуатации. Описаны способы получения, систематизации и обобщения информации о работе пластов и скважин, а также о процессах выработки запасов. Освещены вопросы контроля применительно к охране недр и окружающей среды.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности "Геология нефти и газа".

2583010100 — 101
Ч ————— 265—92
043(01) — 92

ББК 26.325.31

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Чоловский Игорь Павлович,
Тимофеев Валерий Александрович

**МЕТОДЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Заведующий редакцией *И.Е. Игнатьева*
Редактор издательства *Н.А. Тарусова*
ИБ № 8382

Технический редактор *М.П. Виноградова*
Корректор *М.В. Дроздова*

Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 12.08.91. Формат 60x88 1/16. Бумага офсетная № 2. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная. Усл. печ. л. 10,78. Усл. ко-отг. 11,03. Уч.изд. л. 11,57. Тираж 1 000 экз. Зак. № 950/2338-3. Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Издательство "Недра".

125047 Москва, Тверская застава, 3. М-6

Отпечатано в Московской типографии № 9 НПО "Всесоюзная книжная палата" министерства печати и информации РФ. 109033. Москва, Волоцкая ул., 40.

ISBN 5-247-01686-6

©И.П. Чоловский, В.А. Тимофеев, 1992

ПРЕДИСЛОВИЕ

Контроль разработки залежей нефти и газа охватывает большое число различных видов работ: получение, накопление и анализ разнообразной геолого-промысловой, геофизической, гидродинамической и другой информации, изучение процессов, протекающих при разработке залежей углеводородов, оценка эффективности применяемой системы разработки, наблюдений за полным и качественным выполнением технологических решений, предусмотренных проектным документом.

Результаты геолого-промыслового контроля — основа выбора эффективных мер по управлению процессами разработки, по совершенствованию применяемых систем разработки. Геолого-промысловый контроль начинается на стадии подготовки залежи к промышленной эксплуатации и продолжается непрерывно, пока из нее добываются нефть и газ. По мере освоения залежей и вступления их в более зрелую стадию задачи, решаемые при контроле разработки, все более расширяются и углубляются, применяется все более широкий комплекс методов исследований.

От правильно построенной системы контроля, от ее эффективного функционирования во многом зависят полнота исследования недр, получение высокого коэффициента нефтегазоизвлечения.

Методы геолого-промыслового контроля разработки все время совершенствуются, пополняются новыми способами получения, обобщения и анализа первичных материалов. В данной работе описаны преимущественно апробированные методы, получившие широкое распространение в практике нефтегазодобычи.

Несмотря на все более возрастающее значение методов геолого-промыслового контроля в учебной литературе они освещены крайне скупо. До последнего времени не было издано ни одного учебника или учебного пособия, а отдельные вопросы контроля рассматривались в учебниках по другим курсам. Настоящее учебное пособие является первой попыткой изложить в обобщенном виде современные задачи геолого-промыслового контроля, описать основные методы, способы и приемы, используемые при контроле.

Изложение материала построено с учетом стадийности разработки залежей углеводородов: вначале даются методы, применяемые на стадии подготовки залежей к промышленному освоению, а затем методы все более зрелых стадий, вплоть до завершающей. Изложены основные методы контроля, применяющиеся при реализации новых технологий нефтедобычи. Специальный раздел посвящен вопросам контроля с целью охраны недр и окружающей среды.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

1.1. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА КАК ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

1.1.1. Залежи в статическом состоянии – сложные природные системы

Залежи нефти или газа в статическом состоянии нефтегазопромысловая геология рассматривает как сложную природную систему, не затронутую процессом разработки. Как известно, любая система состоит из ряда элементов, составляющих единое целое.

К основным элементам залежей углеводородов как природных систем относят:

форму природного резервуара, ограниченного различными геологическими границами;

внутреннее строение залежи, определяемое различными видами геологической неоднородности пород, слагающих объем резервуара;

насыщающие продуктивные пласты флюиды – нефть, газ, конденсат, вода, и их физико-химические свойства;

термобарическую характеристику системы – начальные пластовые давление и температуру.

Каждый из этих элементов изучают специальными методами. При изучении положения граничных поверхностей, определяющих форму залежи, широко применяются методы геометризации, основанные на построении различных карт в изолиниях, профилей и профильных разрезов, блок-диаграмм и т. п. Основными исходными данными для геометризации залежей служат материалы геофизических исследований скважин, опробования пластов и детальной сейсморазведки, описывающие положение в пространстве кровли и подошвы продуктивных отложений; экранирующих дизъюнктивных нарушений; линий выклинивания, замещения непроницаемыми породами пластов-коллекторов, размыва; водонефтегазовых контактов и контуров нефтегазонности.

Изучение внутреннего строения залежей требует привлечения широкого комплекса различных методов, в том числе литолого-петрографических, промыслово-геофизических, гидродинамических и др. При этом основной объем первичной информации получают путем лабораторных исследований ядерного материала и интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований скважин. При систематизации и обобщении первичной информации широко привлекаются методы математического моделирования. Из промыслово-гео-

физических методов при изучении внутреннего строения залежей особо важная роль принадлежит детальной корреляции разрезов скважин.

Свойства флюидов, насыщающих продуктивные пласты, изучают в лабораторных условиях по пластовым и поверхностным пробам, а термобарическую характеристику – на основании замеров пластового давления и температуры в скважинах до ввода залежи в разработку.

Одна из узловых задач промысловой геологии – создание целостного представления о залежи. Необходимость этого определяется тем, что как свойства залежи в целом, так и свойства отдельных ее элементов взаимосвязаны и в той или иной мере обуславливают друг друга. Так, одинаковая степень геологической неоднородности по-разному проявляется при разных величинах вязкости пластовой нефти, а следовательно, при одинаковых свойствах природного резервуара, но разных свойствах насыщающих флюидов залежи будут обладать резко отличными свойствами. Поэтому при изучении залежей в статическом состоянии необходимо не только установить свойства отдельных ее элементов, но и выявить сложные взаимосвязи между всеми слагающими залежь элементами и в итоге определить свойства самой залежи как целостной природной системы.

Основной объем информации о статическом состоянии залежи получают на стадии геологоразведочных работ по данным пробуренных в соответствии с проектом разведки разведочных скважин. Составлением статической модели залежи и подсчетом начальных балансовых запасов по существу завершается собственно этап разведки.

Далее залежь изучают на основании информации, получаемой по эксплуатационным скважинам различных категорий (добывающих, нагнетательных, контрольных и др.) в процессе контроля разработки и доразведки залежи. При этом обычно получают значительное количество данных о статическом состоянии залежи, позволяющих существенно уточнить представление о начальном строении залежи, сложившееся на основании данных разведки.

1.1.2. Залежи в динамическом состоянии – геолого-технические комплексы

Залежь нефти, находящаяся в разработке, представляет собой объект народнохозяйственной деятельности, направленной на удовлетворение потребностей общества в углеводородном сырье. С позиции системно-структурного подхода такая залежь представляет собой систему, состоящую из двух компонент: природной геологической и искусственной технической, являющейся результатом деятельности человека.

При вводе залежи в разработку в результате наложения технической компоненты на геологическую создается принципиально новая, чрезвычайно сложная система, которую принято называть геолого-техническим комплексом. О природной геологической компоненте сказано в предыдущем разделе. К искусственной технической компоненте относится то, что принято называть системой разработки залежи (месторождения). Различаются системы разработки на природных режимах и системы с воздействием на продуктивные пласты.

Основным элементом систем разработки на природных режимах являются добывающие скважины, определенным образом размещенные на площади залежи и оснащенные средствами для создания депрессии на забое и подъема жидкости на поверхность.

К основным элементам систем разработки с воздействием относятся: совокупность добывающих и нагнетательных скважин, определенным образом расположенных на площади; вид воздействия на продуктивные пласты; оборудование, обеспечивающее перепад давления Δp и подъем жидкости на поверхность и закачку энергоносителя в пласт; средства контроля и регулирования разработки.

Геолого-технический комплекс (залежь, находящаяся в разработке) – это динамическая система, претерпевающая постоянные изменения в результате взаимодействия геологической и технической компонент. Причем характер и результаты этого взаимодействия определяются множеством разнообразных факторов.

Под воздействием технической компоненты изменяется форма залежи и уменьшается ее объем, изменяются характер насыщенности пластов и энергетическое состояние и т. п.

Техническая компонента также претерпевает постоянные изменения: фонд действующих и нагнетательных скважин вначале возрастает, затем убывает, меняются дебиты нефти, газа, жидкости, обводненность продукции, способы эксплуатации и др.

Все изменения геолого-технического комплекса, а также его геологической и технической составляющих происходят в результате действия различных процессов, протекающих в залежах при их разработке. К числу этих процессов относятся: выработка запасов углеводородов, заводнение продуктивных пластов пластовыми водами и закачиваемым агентом, изменение пластового давления и температуры и т. п. Поэтому при изучении залежей нефти и газа в динамическом состоянии особое внимание обращается на изучение процессов, протекающих в продуктивных пластах при их эксплуатации.

Изменение состояния залежи в процессе разработки отображается с помощью динамических моделей. При этом различаются проектные и фактические (адекватные) динамические модели.

Проектные динамические модели составляют на стадии проектирования разработки и отражают в проектных документах

путем описания технико-экономических показателей по годам за основной период и весь срок эксплуатации залежи. К основным технико-экономическим показателям, характеризующим динамику проектной модели, относят: годовые уровни добычи нефти и газа и закачки энергоносителя (вытесняющего агента); обводненность продукции; состояние действующего фонда скважин по способам эксплуатации и т. п.

Обычно при проектировании создают несколько динамических моделей геолого-технического комплекса (разных вариантов, отличающихся системами разработки и соответственно динамикой технико-экономических показателей), из которых выбирают наиболее эффективный с народнохозяйственной точки зрения. Этот вариант утверждается в установленном порядке и реализуется производственной организацией.

При проектировании разработки, т. е. создании проектной динамической модели, обычно невозможно учесть все детали геологического строения залежи, а при реализации запроектированной системы разработки неизбежны некоторые отклонения от принятых технологических решений. Поэтому, как правило, фактические процессы, протекающие в продуктивных пластах, в той или иной степени отличаются от запроектированных. Следовательно, и текущее фактическое состояние залежи на каждый момент времени может не совпадать с проектным.

Для того чтобы судить о текущем состоянии залежи и его отличии от проектного создаются адекватные динамические модели. Для этого используют первичные фактические данные о работе пластов и скважин, информацию о протекающих в залежах процессах, сведения об изменениях в системе разработки. Адекватные динамические модели обычно создаются более или менее регулярно на какие-то определенные даты. Они описываются в документах по анализу разработки, авторскому надзору, годовых геологических отчетах и др.

Адекватные динамические модели представляются в виде различных карт, фиксирующих изменения положения контуров, насыщенности пластов, текущего пластового давления и др., таблиц и графиков, характеризующих динамику основных показателей разработки за прошедший период.

1.1.3. Контроль разработки – изучение динамического состояния залежей

В самом широком смысле контроль представляет собой выяснение степени соответствия объекта контроля действующим нормам, стандартам, проектным решениям. Например, контроль качества какой-либо произведенной детали заключается в определении ее соответст-

вия ГОСТу или ОСТу. Исходя из этого определения, под контролем разработки залежи нефти (газа) также следовало бы понимать выяснение соответствия фактического состояния залежи на каждый момент времени проектному состоянию, предусмотренному в утвержденном технологическом документе (технической схеме, проекте разработки и др.). Однако в практике нефтегазодобычи сложилось так, что в функции контроля разработки включен более широкий спектр работ, чем простое выяснение соответствия фактического состояния разработки залежи утвержденным проектным решениям.

Под контролем разработки залежи нефти (газа) в настоящее время принято понимать весь комплекс работ по уточнению геологического строения, изучению динамического состояния залежи и процессов, протекающих при ее разработке, а также наблюдение за созданием, развитием и совершенствованием принятой системы разработки.

С контролем разработки тесно связано изучение залежи на стадии разведки с целью подготовки к вводу ее в разработку.

Контролю всегда предшествует период проектирования, когда создается проектный документ или план, по которому предусмотрено выполнение работ, связанных с эксплуатацией залежи полезного ископаемого. Затем наступает период реализации проектных (плановых) работ, связанных с разработкой залежи. В этот момент начинаются действия по контролю разработки, которые ведутся непрерывно до конца эксплуатации залежи.

Если на стадии разведки месторождения контроль выполняемых работ направлен главным образом на получение качественной информации в статическом состоянии залежи, то при контроле разработки большее внимание уделяется наблюдениям за изменениями состояния разрабатываемой залежи как сложной геолого-технической системы, за ее динамикой. В том числе осуществляются наблюдения за:

результатами работ по реализации, развитию и совершенствованию запроектированной системы разработки, т. е. за изменениями технической составляющей геолого-технического комплекса;

за процессами, протекающими в залежи по мере выработки промышленных запасов углеводородов, и изменениями, происходящими с природной компонентой геолого-технического комплекса;

за различными технико-экономическими показателями, характеризующими состояние во времени (динамику) геолого-технического комплекса в целом как совокупность геологической (залежь) и технической (система разработки) составляющих.

Собственно контроль разработки можно расчленить на ряд операций, к которым относятся:

получение разнообразной первичной информации путем исследования пластов и скважин геологическими, геофизическими, гидродинамическими и другими методами;

накопление первичной информации в различных банках данных; обработка и интерпретация получаемых по скважинам результатов;

обобщение и систематизация результатов исследований в различных графическом, табличном и других видах; с оценкой наблюдаемых параметров и явлений по объекту в целом;

комплексное геолого-промысловое обобщение результатов контроля всеми методами в целях оценки состояния разработки, соответствия ее принятым проектным решениям, а также обоснования рекомендаций по ее совершенствованию.

Все наблюдения, выполняемые при контроле разработки, привязываются во времени к строго определенным датам. Полученная при этом информация может обобщаться различным образом. Во-первых, она может быть представлена в виде таблиц, таких как эксплуатационные карточки, карточки по исследованию скважин и т. п. Более наглядной формой являются графические геологические построения – карты изобар, остаточной нефтенасыщенной мощности, текущего положения ВНК и ГНК, геологические профили с указанием текущей насыщенности пластов и другие выполненные на строго определенную дату (например, на конец года, квартала или месяца). В этом случае сравнение двух или более карт одного и того же параметра, построенных на разные даты, позволяет наглядно проследить его изменение во времени и тем самым воссоздать адекватную динамическую модель.

Часть параметров (остаточные запасы на определенную дату; добыча нефти, газа, жидкости за определенный период и др.) обычно характеризуется абсолютными значениями. В то же время многие параметры (например, величину пластового давления по залежи, средний дебит скважин, среднюю обводненность продукции скважин и др.) удобнее отражать в виде средних значений на определенные даты.

Состояние геолого-технического комплекса можно характеризовать интегральными показателями какого-либо параметра на определенную дату, например, накопленная добыча нефти, газа, жидкости, накопленная закачка в пласты воды и др. Широко практикуется построение графиков, на которых приводится динамика абсолютных и средних значений параметров во времени.

В результате комплексного геолого-промыслового обобщения полученного фактического материала определяются и периодически уточняются: режим залежи, начальные и текущие (остаточные) запасы углеводородов, распределение давления по залежи, охват объема залежи воздействием, взаимодействие отдельных участков залежи, интенсивность и характер продвижения воды на различных участках залежи.

1.2. СТАДИЙНОСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

1.2.1. Стадийность проектирования разработки

Разработка любой нефтяной или газовой залежи обычно охватывает период в несколько десятилетий. За это время существенно меняются как представления о строении залежи благодаря получению все новой и новой информации, так и само состояние залежи в результате выработки запасов и изменения насыщенности пластов разными флюидами. Поэтому после составления первого проектного документа на разработку месторождения (залежи) периодически принимаются новые решения, направленные на улучшение, а иногда и на изменение первоначально принятой технологии. Эти изменения обосновываются научно-исследовательскими организациями и утверждаются директивными органами в последующих проектных документах, составляемых по мере накопления необходимой информации.

Периоды составления каждого проектного документа рассматриваются как стадии проектирования разработки месторождения (залежи). Причем в нефтегазодобывающих отраслях сложилась вполне определенная стадийность проектирования, закрепленная различными межведомственными документами. Имеются некоторые различия в стадиях проектирования нефтяных (нефтегазовых) и газовых (газоконденсатных) месторождений.

Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной мере базируется на информации, получаемой при их разведке, которая состоит из: 1) оценки месторождения (залежи) и 2) его подготовки к промышленной разработке. Следовательно, начальная стадия проектирования разработки начинается уже на этапе разведочных работ, находя свое отражение в проекте разведки.

Проект разведки месторождения (залежи) – это документ, в котором методически обоснованы основные положения и задачи, подлежащие решению при разведке данного конкретного месторождения (залежи), и пути их решения, исходя из конкретных условий.

В групповых (индивидуальных) технических проектах на строительство разведочных скважин, исходя из конкретных горно-геологических условий, в которых находится данная группа скважин или отдельная скважина, детализируются виды, объем и порядок исследовательских работ, которые необходимо провести на определенных участках залежи с целью получения конкретных данных для подсчета запасов и составления технологической схемы (проекта опытно-промышленной эксплуатации).

На строительство каждой скважины составляется геолого-технический наряд, в котором устанавливаются интервалы отбора кернa,

объем ГИС, гидродинамических и других видов исследований, интервалы опробования пластов в процессе бурения и испытания после спуска и цементирования колонн.

Перечисленными проектными документами предусмотрено получение информации по залежам, которые находятся в природном статическом состоянии, когда начальное газогидродинамическое равновесие в них не нарушено и фильтрация флюидов в продуктивных пластах не вызвана. Вместе с тем для проектирования разработки необходимо иметь данные о свойствах продуктивных пластов, которые можно получить только в случае перевода залежи или ее участка в динамическое состояние, при котором целенаправленно нарушается начальное пластовое давление в отдельных точках и вызывается фильтрация флюидов в продуктивных пластах.

Проект пробной эксплуатации. Временный перевод залежи в динамическое состояние на стадии ее подготовки к разработке осуществляется по проекту пробной эксплуатации нефтяной залежи или представительных ее участков, индивидуальному плану (программе) пробной эксплуатации нефтяной разведочной скважины или плану опытной эксплуатации разведочной газовой скважины.

Под пробной эксплуатацией залежей или отдельных ее участков (скважин) понимают временную (сроком до пяти лет) эксплуатацию разведочных, а при необходимости и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин. В проектах пробной эксплуатации обосновывают:

количество и местонахождение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин, а в соответствующих случаях количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах запасов категории C_1 ;

комплекс опытных работ и исследований как в скважинах, вводимых в пробную (опытную) эксплуатацию, так и в пробуренных поблизости от них;

время проведения и ориентировочные уровни добычи нефти, газа, закачки воды на период пробной эксплуатации.

При пробной (опытной) эксплуатации завершается получение информации на этапе разведки для промышленного ввода в разработку залежи (месторождения). Эта информация служит основой для уточнения запасов и составления первых проектных документов на промышленную разработку.

Технологическая схема разработки. Первым проектным документом на промышленную разработку нефтяного месторождения является технологическая схема. В технологической схеме обосновываются:

выделение и порядок ввода эксплуатационных объектов в разработку;

предварительная система разработки эксплуатационного объекта,

в том числе способы и агенты воздействия на продуктивные пласты, порядок размещения и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин и др.;

проектный коэффициент нефтеизвлечения;

уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости, закачки вытесняющих агентов и др.;

мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, включая комплекс геофизических и гидродинамических исследований пластов и скважин;

объемы и виды работ по доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды и др.

В случае необходимости в промышленных условиях опробовать новую технологию разработки залежей нефти, в том числе новых методов воздействия на продуктивные пласты с целью повышения нефтеизвлечения или различных систем заводнения составляют технологическую схему опытно-промышленных работ для участков залежей (месторождений) или объектов в целом. В технологических схемах опытно-промышленных работ обосновывают: комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт; местоположение, порядок и время бурения добывающих, нагнетательных, оценочных и специальных скважин; уровни добычи нефти и закачки агента; комплекс исследований по контролю процесса разработки с целью получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса. Особое внимание обращается на мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Проект опытно-промышленной эксплуатации. Первым этапом разработки газовых и газоконденсатных месторождений является их эксплуатация, выполняемая на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации. Проект опытно-промышленной эксплуатации содержит: обоснование системы разработки месторождения; объем добываемого газа; меры по регулированию разработки; программу видов и объема исследовательских работ, включающих контроль процесса опытно-промышленной эксплуатации.

Проект разработки. Информацию, полученную при реализации всех предыдущих проектных документов, используют для составления проекта разработки нефтяного или газового месторождения. Проект разработки – основной документ, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мер по извлечению нефти и газа из недр, контролю процесса разработки, охране недр и окружающей среды. В проекте разработки принимаются окончательные решения по применяемой системе разработки: методу воздействия, выбору эксплуатационных объектов, плотности сеток и размещению основного фонда и количеству резервных скважин, проектному коэффициенту нефтеизвлечения, уточняются уровни и динамика добычи нефти, газа,

жидкости до конца эксплуатации залежи, определяется основная направленность мер по регулированию разработки и др. Проект разработки содержит расширенную программу мер по контролю и регулированию процесса разработки.

Уточненный проект разработки. На завершающей стадии разработки, а в случае необходимости – и на более ранней, предшествующей стадии могут составляться уточненные проекты разработки, предусматривающие существенные изменения ранее принятых решений.

По разрабатываемым месторождениям регулярно должен выполняться анализ разработки, оформляемый в виде одноименного проектного документа. В анализах разработки на основе обобщения информации по контролю разработки вырабатываются и приводятся рекомендации по совершенствованию реализуемой системы разработки и управлению процессами нефтеизвлечения, исходя из принятых в проекте разработки принципов регулирования.

Авторский надзор. В этом проектном документе контролируются реализация проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей принятым в различных проектных документах, вскрываются причины расхождений и даются рекомендации по их устранению.

При несоответствии проектных технологических показателей фактическим принимают меры по регулированию разработки, совершенствованию, а при необходимости – и изменению системы разработки.

1.2.2. Стадийность разработки залежей

Каждая залежь является неповторимым объектом, обладающим присущими только ему индивидуальными особенностями геологического строения и условиями извлечения углеводородов, поэтому и динамика технологических показателей разработки, процессы, протекающие при эксплуатации, у каждой залежи имеют свои специфические особенности. Вместе с тем все залежи после ввода в разработку проходят определенные стадии развития, имеющие общие характерные черты.

Для каждой стадии характерны свои узловые вопросы технологии разработки, на решение которых направляются основные усилия. Соответственно и геолого-промысловый контроль имеет на каждой стадии свою специфику.

В настоящее время для нефтяных месторождений выделяют четыре основные стадии разработки: I – растущей добычи; II – стабильной добычи; III – падающей добычи; IV – завершающую (рис. 1).

I стадия – освоение эксплуатационного объекта, характеризуется ростом годовой добычи нефти, бурением и вводом в эксплуатацию

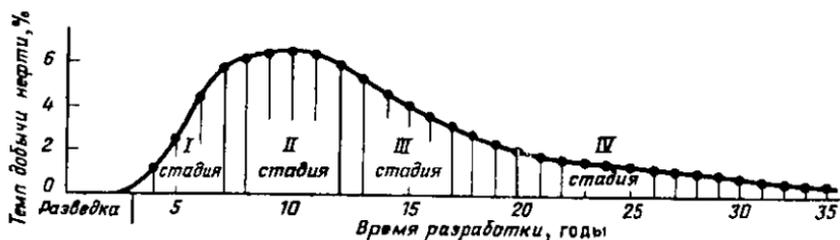


Рис. 1. Стадии разработки эксплуатационного объекта

основного фонда скважин (или его большей части), освоением предусмотренной системы воздействия на пласты;

II стадия — сохранение достигнутого максимального уровня добычи нефти (максимального темпа разработки), в течение которой бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, проводят комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки;

III стадия — падение добычи нефти вследствие извлечения из недр значительной части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи под закачку воды осваивают дополнительные скважины, продолжают бурение резервных скважин, выполняют изоляционные работы в скважинах, начинают форсированный отбор жидкости из обводненных скважин, проводят другие мероприятия по управлению процессом разработки;

IV стадия — завершающая период разработки и характеризующаяся дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы, начатые на III стадии.

Границы между стадиями разработки устанавливают по методике, предложенной М. М. Ивановой (1977 г.). К II стадии относятся годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которых добыча отличалась от максимальной не более чем на 10%. Предшествующие II стадии годы относятся к I стадии разработки. Границу между II и III стадиями проводят между последним годом II стадии и первым после него годом с добычей, отличающейся от максимальной более чем на 10%. Границу между III и IV стадиями обычно определяет точка, в которой темп разработки примерно равен 2%. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом.

Обобщение опыта эксплуатации нефтяных залежей позволил М. М. Ивановой охарактеризовать основные показатели разработки на различных стадиях при разработке эксплуатационных объектов в оптимальных условиях.

I стадию разработки характеризуют главным образом темпы роста добычи нефти, обуславливающие ее продолжительность. Темпы роста добычи на этой стадии медленнее, а продолжительность стадии больше на объектах с большими площадями нефтеносности, глубиной залегания продуктивных пластов и усложненными геологическими условиями бурения скважин. По разным объектам продолжительность I стадии изменяется от одного года до 7–8 лет.

II стадия характеризуется величиной максимальных темпов разработки объекта, продолжительностью, долей отбора извлекаемых запасов к моменту ее окончания. Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их геолого-промысловой характеристики и могут изменяться в широких пределах от 3–4 до 16–20% и более в год от начальных извлекаемых запасов. С увеличением продуктивности объекта при прочих равных условиях могут быть достигнуты более высокие уровни добычи. Малая продуктивность, обусловленная низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти и другими факторами, частично может быть восполнена реализацией более активной системы разработки.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от одного года до 8–10 лет. Наименьшая продолжительность характерна: для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым максимальные темпы не удается удержать в течение продолжительного времени из-за прогрессирующего обводнения скважин; для высокопродуктивных залежей небольшого размера, по которым достигнут весьма высокий темп добычи нефти.

Доля извлекаемых запасов, отбираемых к концу II стадии, т. е. к началу падения добычи нефти, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При малых значениях μ_0 (менее 5) она составляет около 50%, а при более высоких – около 35%.

Весьма сложной является III стадия разработки, на которой вследствие истощения значительной части запасов происходит неизбежное падение добычи нефти. На этой стадии из разных объектов отбирается 30–50% извлекаемых запасов нефти. Нарастающая в этот период обводненность продукции усложняет работу по извлечению нефти из пластов. Резко возрастает объем мероприятий по регулированию разработки, осуществляемых с целью замедления падения добычи и ограничения отбора попутной воды, уже не выполняющей полезной работы по вытеснению нефти из пластов.

Для характеристики III стадии весьма показателен среднегодовой темп падения добычи. Он зависит от показателей добычи на предшествующих стадиях – величины максимальных темпов добычи нефти, доли отбора извлекаемых запасов к началу падения добычи.

Небольшие темпы падения добычи обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для залежей маловязкой нефти

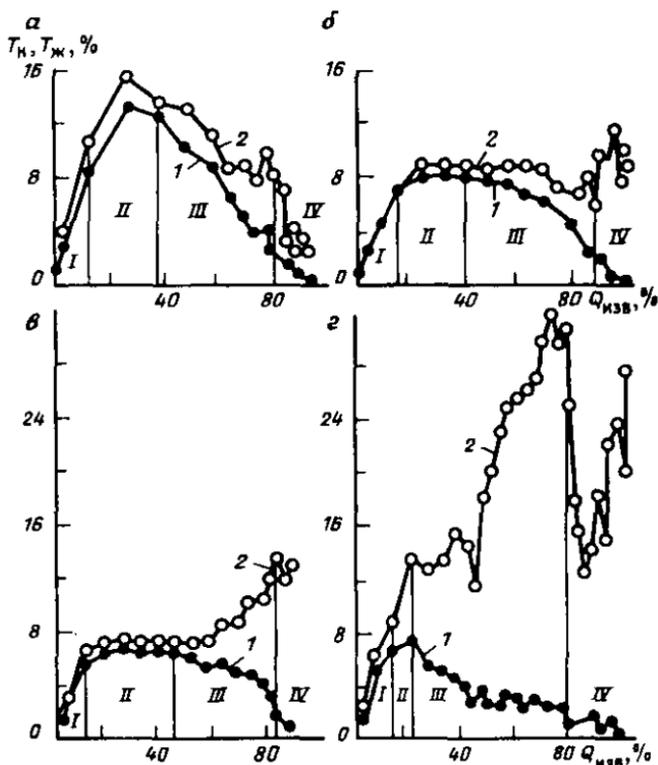


Рис. 2. Разновидности динамики добычи нефти (1) и отбора жидкости (2) из залежей: а — б — залежи с различными геолого-промысловыми характеристиками; I — IV — стадии разработки; T_n , $T_{ж}$ — темпы добычи нефти и отбора жидкости; $Q_{изв}$ — начальные извлекаемые запасы нефти

темпы падения выше и достигают наибольших значений при сочетании высокой проницаемости и умеренной неоднородности пластов, небольших размеров объекта и других геологических факторов, обеспечивающих высокую интенсивность разработки залежей до начала падения добычи. В условиях вытеснения нефти водой при должном совершенствовании систем разработки к концу III стадии обычно можно отбирать из объектов 75–90% извлекаемых запасов. Меньше отбор по залежам с высокой вязкостью пластовой нефти. При малой вязкости нефти и хороших фильтрационных свойствах пород-коллекторов использование запасов за основной период разработки может составлять 80–90%.

Продолжительность IV стадии обычно большая и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии обычно отбирается от 10 до 25% извлекаемых запасов.

Темпы отбора нефти, продолжительность стадий разработки во многом зависят от динамики отбора жидкости. Выделяются следующие три разновидности динамики годовых отборов жидкости в течение III стадии: постоянное снижение, сохранение на уровне II стадии разработки и постепенное нарастание с превышением в конце стадии уровня, достигнутого на второй стадии, в 1,5–2,5 раза.

Снижение отборов жидкости на III стадии разработки (рис. 2) характерно главным образом для высокопродуктивных эксплуатационных объектов небольших размеров, которым свойственны высокие темпы добычи нефти на II стадии и низкая обводненность продукции (30–50%) к концу основного периода разработки.

Сохранение на III стадии разработки постоянных отборов на уровне II стадии (рис. 2) присуще высокопродуктивным объектам значительных размеров, на которых обводненность продукции к концу III стадии обычно составляет 50–70% (в связи с большими размерами водонефтяных зон) и темпы добычи нефти на II стадии достигают 6–7% начальных извлекаемых запасов.

Постепенное повышение отборов жидкости на III стадии разработки (рис. 2) характерно для залежей нефти, приуроченных к продуктивным пластам с весьма неоднородным строением или низкой проницаемостью пород-коллекторов, особенно при больших размерах площади нефтеносности и водонефтяных зон. В этих условиях необходимость повышения отборов жидкости предопределяется относительно низкими темпами добычи нефти и жидкости на III стадии.

На залежах нефти с повышенной вязкостью обводненность продукции уже к концу II стадии возрастает до 40–50%, а к концу III стадии достигает 90–95% и более. В связи с этим отборы жидкости из таких залежей резко нарастают уже с конца I стадии и к концу основного периода могут превышать добычу нефти на II стадии в 4–6 раз и более.

В IV стадии разработки темпы отбора жидкости из объектов сохраняются примерно на уровне отбора в конце III стадии.

На газовых эксплуатационных объектах так же, как и на нефтяных, весь период разработки целесообразно делить на четыре стадии:

I стадия – период бурения первой очереди добывающих скважин и наращивания добычи газа;

II стадия – период относительно постоянной высокой добычи, поддерживаемой дополнительным бурением скважин и при возможности – увеличением депрессии на забой скважины. Поскольку между II и соседними стадиями обычно четких границ нет, к ней условно относят годы, в которых годовой рост или падение добычи не превышают 10%;

III стадия – период интенсивного падения добычи;

IV стадия – завершающий период разработки.

Продолжительность I стадии на залежах с запасами до 3 млрд. м³

часто не превышает одного года, иногда эта стадия совсем отсутствует, но нередко она продолжается 10 лет и более. На объектах с запасами 20–50 млрд. м³ она длится от 2 до 10 лет, а на крупных объектах – от 4 до 8 лет.

Продолжительность II стадии на залежах с запасами до 50 млрд. м³ в большинстве случаев находится в пределах от одного года до 10 лет, на крупных залежах – от 4 до 10 лет. Среднегодовые темпы добычи на II стадии на залежах с запасами до 3 млрд. м³ изменяются в пределах 5–40%, с запасами 3–50 млрд. м³ – обычно 5–13%, на более крупных залежах – примерно 5–8%.

К концу II стадии, т. е. к началу интенсивного падения добычи, на большинстве объектов отбирают 40–70% балансовых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу основного периода 60–70% балансовых запасов.

На III стадии из газовых объектов отбирают 2–30% запасов газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при водонапорном режиме). Продолжительность III стадии и соответственно скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяется характером динамики добычи газа на первых двух стадиях. IV стадия по продолжительности соизмерима с первыми тремя стадиями вместе взятыми.

На газоконденсатных залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на газовых залежах.

1.2.3. Цикличность разных видов работ при разработке залежей

Сложившаяся многоступенчатость проектирования разработки залежей нефти и газа, а также естественная смена стадий их разработки обусловили и определенную цикличность разных видов работ, выполняемых на залежи с целью обеспечения эффективной выработки ее запасов.

Количество циклов при разработке разных месторождений может быть различным (4–5 и более) и зависит от сложности строения месторождения, его размеров, эффективности принятой системы разработки и других факторов (рис. 3).

I цикл обычно соответствует времени подготовки к составлению, составлению и реализации технологической схемы разработки, т. е. охватывает период освоения месторождения. Обычно он примерно совпадает с I стадией разработки каждого месторождения.

II цикл начинается после того, как на месторождении будет пробурена большая часть предусмотренных технологической схемой разра-

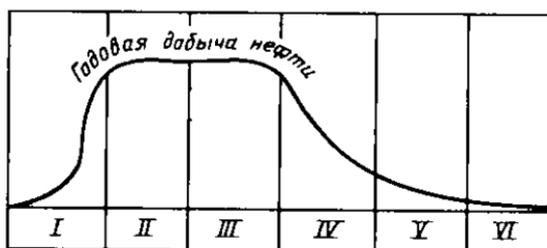


Рис. 3. Схема выделения циклов работ при разработке типичного месторождения:

I цикл — составление и реализация технологической схемы разработки (цикл освоения месторождения); II цикл — составление и реализация проекта разработки (цикл совершенствования системы разработки); III цикл — анализ разработки и реализация мер по регулированию (цикл регулирования разработки); IV цикл — составление и реализация уточненного проекта разработки (цикл совершенствования системы разработки); V цикл — анализ разработки и реализация мер по регулированию (цикл регулирования разработки); VI цикл — составление и реализация проекта доработки (цикл совершенствования системы разработки)

ботки добывающих и нагнетательных скважин, осуществлена система воздействия на залежь, а добыча приблизится к максимальной проектной. Этот цикл охватывает работы по подготовке к составлению, составлению и реализации проекта разработки месторождения.

II цикл можно рассматривать как цикл уточнения предварительных технологических решений, ранее принятых в технологической схеме. По времени он примерно совпадает с окончанием II стадии разработки месторождения.

К III циклу приурочены все работы по анализу разработки или авторскому надзору и реализации принятых в этих проектных документах решений. В этот период обосновываются и реализуются меры по регулированию процесса разработки. Обычно III цикл совпадает со второй половиной II стадии разработки, характеризующейся стабильными процессами и установившимся максимальным уровнем добычи нефти или газа.

IV цикл охватывает период работ по подготовке, составлению и реализации уточненного проекта разработки. Он обычно соответствует III стадии разработки, когда из залежи отобраны основные запасы. Это цикл дальнейшего совершенствования системы разработки.

В завершающей IV стадии разработки месторождения может выделяться несколько циклов, каждый из которых связан с проведением исследований по анализу разработки, авторскому надзору или составлению проекта доработки месторождения и реализации принятых соответствующим документом технологических решений.

Как видно из сказанного выше, у всех циклов имеется одна общая

закономерность — каждый из них состоит из нескольких повторяющихся в одинаковой последовательности видов работ:

подготовки к составлению проектного документа на разработку месторождения (получение, накопление, систематизация и обобщение разнообразной информации), заканчивающейся построением адекватной геолого-промысловой модели залежи;

проектирования (анализа) разработки месторождения, включающего гидродинамические и технико-экономические расчеты, выбор и утверждение оптимального варианта разработки;

реализации принятых в проектном документе технологических и технических решений по созданию, развитию и совершенствованию системы разработки и управлению процессами нефтегазоизвлечения.

Параллельно с проектированием и реализацией проектных решений на месторождении непрерывно выполняются наблюдения по контролю разработки. Однако в пределах каждого цикла направленность работ по контролю несколько меняется. В первой половине каждого цикла до завершения работ по проектированию основные работы по контролю разработки направлены на получение всесторонней и качественной информации о текущем состоянии залежи, о функционировании реализуемой системы разработки и о направленности и характере процессов нефтегазоизвлечения. После утверждения технологической схемы или нового проектного документа акцент в работах по контролю разработки смещается на наблюдения за правильностью реализации и эффективностью принятых проектных решений. Оценивается полнота и качество их реализации. При этом работы по контролю состояния залежи и процессов, в ней протекающих, продолжают в прежнем объеме.

1.3. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ

В самом общем виде целью контроля разработки является получение в необходимом объеме качественной промыслово-геологической, геофизической, гидрогазодинамической и другой информации, достаточной для принятия эффективных технологических решений, направленных на наиболее полное и экономичное извлечение углеводородов, содержащихся в недрах. Если же их конкретизировать, то как цели, так и задачи контроля претерпевают определенные изменения и направленность по мере освоения залежей углеводородов и перехода их из одной стадии промышленной разработки в другую.

Наиболее четкое различие в целях и задачах контроля имеется между периодом подготовки залежи к ее вводу в промышленную разработку, периодом ее разработки в условиях растущей и стабильной добычи (I и II стадии разработки) и периодом падающей добычи (III

и IV стадии разработки). Эти три периода в "жизни" месторождения существенно отличаются характером и количеством получаемой при промыслово-геологическом контроле информации и методами ее получения.

Стадия подготовки залежи к разработке обычно совпадает с завершающей стадией ее разведки. В этот период главной задачей является обоснование высокоэффективной технологии извлечения углеводородов из недр. Решается эта задача в технологических схемах и проектах опытно-промышленной эксплуатации, которые составляют по данным, полученным в процессе разведки и пробной эксплуатации.

В соответствии с этим основная цель геолого-промыслового контроля на стадии подготовки залежи к разработке – создание условий для успешного составления технологической схемы (проекта опытно-промышленной эксплуатации), на основании которых залежь вводится в промышленную эксплуатацию.

Основой при выполнении проектных работ по составлению технологических схем разработки и проектов опытно-промышленной эксплуатации служат геолого-промысловые модели залежи, причем успех проектирования, обоснованность принимаемых технологических решений, надежность гидродинамических расчетов и др. в первую очередь зависят от наличия качественной исходной информации для создания адекватных статической и динамической геолого-промысловых моделей залежи.

Как правило, на стадии завершения разведки бывает достаточно данных, чтобы создать более или менее адекватную статическую модель залежи как сложной природной системы. В то же время на этой стадии имеются весьма ограниченные данные о том, как будет вести себя залежь после ввода ее в эксплуатацию, т. е. в динамическом состоянии. Об этом можно судить по сравнительно ограниченному объему данных испытания и опробования скважин, исследований в процессе пробной эксплуатации небольших частей залежи.

На основании этих данных можно создать лишь предварительную динамическую модель, охарактеризованную ограниченным числом геолого-физических показателей. Поэтому на стадии подготовки залежи к разработке необходимо уделять особое внимание получению максимально возможного числа данных, несущих в себе информацию о ее свойствах в динамическом состоянии (дебитах скважин, их продуктивности и приемистости и др.).

Таким образом, к основным задачам контроля на стадии подготовки залежи к разработке относятся:

получение качественной и полноценной информации о строении залежи как сложной природной системы для построения адекватной статической модели;

получение первичной информации о свойствах залежи в динамическом состоянии для составления предварительной адекватной динамической геолого-промысловой модели.

В данном учебном пособии основное внимание (см. разд. 2) уделено методам получения информации о свойствах залежи в динамическом состоянии при опробовании, испытании и пробной эксплуатации скважин и отдельных участков залежи.

На I стадии разработки создается техническая составляющая ГТК – система разработки и обеспечивается вывод залежи (месторождения) на максимальный проектный уровень добычи нефти и газа. Поэтому на стадии растущей добычи нефти основной целью контроля является всемерное содействие выполнению (качественно и в полном объеме) всех предусмотренных проектным документом технических решений, связанных с освоением месторождения: материализацией запроектированной системы разработки и вывод его на проектный уровень добычи. В этот период контроль разработки должен позволять:

оценивать степень соответствия проектных и фактических показателей разработки;

выявлять геологические, технологические и технико-организационные факторы, приводящие к несоответствию проектных и фактических показателей разработки;

намечать меры по устранению несоответствия проектных и фактических показателей путем регулирования разработки, совершенствования, а при необходимости и изменения системы разработки.

При этом решается ряд частных задач. Так, в этот период осуществляется массовое бурение добывающих, нагнетательных, контрольных, водозаборных и других категорий скважин основного фонда. Поэтому одна из важнейших задач в этот период – обеспечение контроля за качественным и безаварийным бурением скважин, вскрытием продуктивных пластов, цементированием эксплуатационных колонн и их перфорацией, освоением скважин и их первичными промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. По каждой скважине должна быть определена ее продуктивность, подобрано оборудование по подъему жидкости, обеспечивающее оптимальный режим ее работы.

На этой стадии налаживается систематический контроль за суточной, месячной, квартальной и годовой добычей нефти и газа по каждой добывающей скважине. Необходимо, чтобы все вводимые в эксплуатацию скважины были оснащены соответствующей контрольно-измерительной аппаратурой или подключены к замерной системе. Устанавливается контроль за обводненностью скважин, газовыми факторами, выносом песка, солеобразованием и т. п.

Поскольку на I стадии по объектам, разрабатываемым с заводнением, только начинает осваиваться система поддержания пластового давления (ППД), в это время особо важен контроль за динамикой пластового давления и компенсацией отбора жидкости закачкой воды. На объектах, разрабатываемых с использованием природных режимов, также необходимо тщательно контролировать поведение пластового давления и уточнить возможности водонапорной системы. В этот период карты изобар следует строить с периодичностью в 2–3 раза чаще, чем на последующих стадиях.

Освоение системы поддержания пластового давления также должно находиться под постоянным контролем геолого-промысловой службы. Контролю подлежат: процесс освоения нагнетательных скважин, учет объемов закачиваемой воды. Особо важно контролировать качество подготовки воды перед закачкой в продуктивные пласты.

Поскольку достижение проектного отбора нефти и газа во многом зависит от полноты охвата залежи процессом дренирования, уже на I стадии начинаются работы по контролю полноты вовлечения в разработку полезного объема эксплуатационного объекта. Особенно это важно для залежей, разрабатываемых с воздействием на продуктивные пласты путем закачки вытесняющего агента (воды, пара и др.). Для этого проводят исследования работы пластов в добывающих и нагнетательных скважинах, определяют, какие пласты и прослои участвуют в работе и какие не участвуют.

Задачи геолого-промыслового контроля на стадии стабильной добычи (II стадия) во многом сходны с задачами I стадии. Продолжается контроль за бурением добывающих скважин основного фонда, которое обычно завершается в середине II стадии. Но в это время начинается бурение резервных скважин, для размещения которых требуется выявить все зоны и участки пластов, не вовлеченных или слабововлеченных в разработку.

Это обстоятельство, а также необходимость расширения мер по регулированию разработки с целью максимального продления достигнутого к началу II стадии уровня добычи требуют существенного увеличения работ по контролю за процессами, протекающими в продуктивных пластах после полного освоения запроектированной системы разработки и в первую очередь за охватом объема залежи процессом дренирования. Для этого необходимо определить и реализовать комплекс исследований работы пластов, наиболее информативный в данных геолого-физических условиях.

Продолжается контроль за строгим соблюдением установленного режима работы добывающих и нагнетательных скважин, определением их дебитов (приемистости), забойных и устьевых давлений, среднесуточной, месячной, годовой добычи и закачки вытесняющего

агента (воды) по каждой скважине, каждому пласту объекта разработки и в целом по объекту.

В случае если по объекту разработки в результате освоения системы ППД пластовое давление стабилизировано на уровне, предусмотренном проектным документом, и обеспеченность отбора закачкой мало меняется во времени, можно уменьшить объем работ по контролю динамики пластового давления, в частности, частоту периодичности построения карт изобар.

На этой стадии начинают обводняться некоторые пласты и участки залежи. Поэтому требуется начинать наблюдения за заводнением пластов: перемещением ВНК, ГНК, ГВК, контуров нефтегазоносности, фронта закачиваемой воды. Объем исследований по заводнению продуктивных пластов на II стадии зависит от конкретных геолого-физических условий. В частности, при малой вязкости пластовой нефти этот объем пока тоже может быть невелик, а при высокой вязкости пластовой нефти уже на II стадии объем исследований перемещения вытесняющей воды должен быть достаточно высок.

На III стадии разработки с падающей добычей функции геолого-промышленного контроля несколько меняются. Как правило, на этой стадии задачи контроля подчинены одной основной цели – обеспечить как можно более медленное снижение темпа падения добычи нефти и газа. Исследования и наблюдения, выполняемые в процессе контроля разработки на III стадии, должны позволить обосновать эффективные меры регулирования, направленные на более полную выработку запасов нефти и газа и предотвращение непроизводительной закачки и отбора попутной воды.

В условиях интенсивного заводнения продуктивных пластов вопросы охвата объема залежи воздействием утрачивают свою остроту, а основным становится контроль за заводнением продуктивных пластов. В максимальном объеме должны проводиться наблюдения за перемещением пластовой и закачиваемой воды, вытесняющей нефть.

Особую роль приобретает контроль за обводненностью добываемой продукции и выявлением в разрезах скважин обводнившихся, обводняющихся и чисто нефтегазоносных пластов.

На завершающей IV стадии разработки задачи геолого-промышленного контроля подчинены главной цели – обеспечить наиболее полное извлечение содержащихся в продуктивных пластах запасов и не допустить неоправданных потерь нефти и газа в недрах. Поэтому одной из основных задач на этом этапе является выяснение участков и зон пласта с оставшимися невыработанными запасами. Получаемая при контроле разработки информация должна позволить определить эффективные меры довыработки этих запасов. Главное здесь – установить положение остаточных запасов в объеме залежи, которые могут

быть добыты экономически оправданным способом. К одной из задач контроля относится оценка эффективности принимаемых на завершающей стадии мер по довыработке остаточных запасов.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие основные элементы характеризуют статическое состояние залежи?
2. Какие основные элементы характеризуют динамическое состояние залежи?
3. Что понимается под контролем разработки залежей нефти и газа (в широком смысле слова)?
4. Какие основные исследования выполняются при контроле за разработкой?
5. В какой форме могут быть представлены результаты контроля за разработкой?
6. В чем заключается стадийность проектирования разработки залежей нефти и газа?
7. В чем заключаются задачи и основные положения проекта пробной эксплуатации?
8. Какие основные положения проектных документов разработки нефтяных и газовых месторождений?
9. Какова характеристика основных показателей разработки различных стадий оптимальной разработки нефтяных и газовых месторождений?
10. В чем заключается цикличность разных видов работ при разработке залежей?
11. В чем заключаются основные цели и задачи геолого-промыслового контроля при подготовке залежей к разработке, на различных стадиях разработки?

2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ В ПЕРИОД ПОДГОТОВКИ ЗАЛЕЖИ К ПРОМЫШЛЕННОМУ ОСВОЕНИЮ

2.1. ОСОБЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА К ПРОМЫШЛЕННОМУ ОСВОЕНИЮ

На стадии подготовки залежи к промышленному освоению составляют первый проектный документ, на основании которого залежь вводится в промышленную эксплуатацию, — технологическую схему разработки или проект опытно-промышленной эксплуатации. Этот документ представляет собой прогнозную динамическую модель проектируемого геолого-технического комплекса и показывает, как он должен функционировать, развиваясь и изменяясь в последующие 20–25 лет.

При проектировании разработки используют два вида информации: о строении залежи и условиях залегания углеводородов в статическом состоянии и о свойствах залежи и условиях фильтрации флюидов в динамическом состоянии. О строении залежи в статическом

состоянии судят по данным исследований керна и проб пластовых флюидов, замеров пластового давления и температуры в остановленных скважинах, а также по результатам исследований скважин геофизическими методами. О свойствах залежи в динамическом состоянии судят по информации, получаемой методами геолого-промыслового контроля при опробовании и пробной эксплуатации разведочных и опережающих добывающих скважин после вызова движения флюидов по продуктивному пласту и притоку их в скважину в результате создания перепада давления.

Особенность проектирования разработки на этом этапе заключается в том, что к этому времени получена, накоплена и систематизирована информация главным образом о залежи в статическом состоянии и составлена более или менее адекватная статическая модель залежи. Поэтому гидродинамические расчеты по созданию прогнозной динамической модели выполняются преимущественно на основании схематизированной статической модели.

Данных о свойствах залежи в динамическом состоянии ко времени составления технологической схемы или проекта опытно-промышленной эксплуатации обычно еще недостаточно и на их основании можно составить лишь предварительную адекватную динамическую модель реальной залежи. Причем, чем более предварительная модель соответствует проектируемой залежи, тем обоснованнее и надежнее будет полученная на основании расчетов динамическая модель и тем эффективнее будут проектные решения по технологии разработки.

2.1.1. Получение исходных данных для составления статической модели залежи

Исходные данные для составления первоначальной статической модели залежи получают в процессе разведки. Основными документами, на основании которых проводятся разведочные работы, являются проекты разведки отдельных площадей и месторождений, составляемые и утверждаемые в установленном порядке. Поскольку главными носителями информации, на основании которых составляется статическая модель залежи, являются керн и пробы пластовых флюидов, отбираемых из скважин, комплекс методов геофизических исследований скважин и результаты опробования и испытания продуктивных пластов, в проектах разведки обосновываются:

конкретные задачи, плотность сетки и система размещения разведочных скважин, их проектные глубины и конструкции, способы и последовательность бурения;

интервалы отбора керна и шлама с применением в необходимых случаях малофильтруемых промывочных жидкостей;

комплекс геофизических методов исследования скважин;

порядок вскрытия, опробования и испытания на приток продуктивных пластов.

Изучение кернa. Кернами называют цилиндрические образцы породы, отбираемые из скважины с помощью колонковых долот и боковых грунтоносов (стреляющих и сверлящих). Они дают прямые сведения о литологической характеристике пород и стратиграфической принадлежности, водо-, нефте- и газонасыщенности, коллекторских свойствах (пористости, проницаемости и др.) и т. п.

Ввиду того, что отбор образцов породы из скважин – дорогостоящая операция, керны отбирают в определенных интервалах, устанавливаемых в зависимости от назначения скважин. Так, в опорных скважинах отбор кернa проводят равномерно по всему стволу, в поисковых – либо равномерно по всему стволу, либо в определенных стратиграфических и литологических частях разреза или перспективных на нефть и газ интервалах.

В оценочных скважинах, бурящихся в период разработки залежи с целью оценки остаточной нефтенасыщенности пород и выявления остаточных запасов, производится сплошной отбор кернa по всей мощности продуктивного горизонта.

В добывающих скважинах керн отбирается в ограниченном объеме.

Перед началом отбора кернa из интервала, предусмотренного геолого-техническим нарядом, производят контрольный промер инструмента, чтобы точнее привязать керн к глубине его естественного залегания. Для отбора кернa большого диаметра могут быть использованы колонковые наборы "Уфимец" типа ДКНУ-190М, снаряды "Недра" или "Кембрий". Диаметр кернa, отбираемого этими колонковыми наборами (долотами), составляет 67–100 мм.

Для обеспечения максимального выноса кернa необходимо тщательно планировать режим бурения. К основным параметрам, контроль которых обеспечивает полный или близкий к полному вынос кернa, относятся рациональная скорость проходки, ограниченный интервал дробления за один спуск долота и оптимальная скорость прокачки промывочного раствора.

Выбуренный керн в керноприемной трубе следует поднимать осторожно для обеспечения его сохранности. При извлечении кернa на буровой должен присутствовать представитель геологической службы. Поднятый из скважины керн очищают от промывочной жидкости и сразу же делают предварительное его описание. Затем керн укладывают в специальные ящики и сопровождают этикеткой, в которой даются информация о местоположении скважины, интервале проходки, выносе кернa и краткое литологическое описание породы.

Если в назначенном интервале отобрать керн не удалось, то в

ящик помещают этикетку, в которой указывают, в каком интервале глубин вынос керна отсутствовал.

Предварительное описание керна на скважине осуществляют техник-геолог или коллектор, а окончательное макроскопическое описание – инженер-геолог.

При изучении керна для составления статической модели залежи необходимо установить:

- наличие признаков нефти и газа;
- стратиграфическую принадлежность пород;
- литологическую характеристику пород;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия залегания.

Признаки нефти и газа в кернах необходимо предварительно изучить на буровой на свежих образцах и поверхностях излома, а затем более детально в лаборатории.

Для получения образцов пород также применяют боковые грунтоносы, позволяющие отбирать образцы из стенки скважины в любом пробуренном интервале разреза. Отобранные грунтоносами образцы вследствие небольших их размеров не могут полностью заменить керна, отобранного колонковыми долотами, а дают дополнительную информацию.

Литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность определяют внешним осмотром пород, а также в петрографических и палеонтологических лабораториях.

Коллекторские свойства (насыщенность, пустотность, проницаемость, удельная поверхность и т. д.) определяются в лабораториях на образцах. Для исследований образцы следует отбирать в количестве, пропорциональном мощности литологических разностей, слагающих породу.

Пустотность пород (пористость, трещиноватость, кавернозность) определяется различными методами в лабораторных условиях.

Прямые определения начальной нефте- и водонасыщенности осуществляются на кернах, отобранных с применением специальных промывочных жидкостей: растворов на нефтяной основе или других углеводородных жидкостях (например, дизельном топливе), инертных эмульсий при условии отсутствия в них свободной воды.

При планировании определения водонефтенасыщенности породы отбираемый керн подлежит обязательной консервации на скважине. Для этого куски керна длиной 5–30 см тщательно заворачивают в пленку синтетического материала (например, полиэтиленфтороплатную пленку), затем в марлю, пропитанную расплавленным парафином. Законсервированный кусок керна упаковывают в оберточную бумагу, куда помещают и этикетку образца. При отборе керна на нефтяном

растворе образец можно хранить погруженным в тот же безводный раствор.

Для получения комплексных данных желательны керн исследовать по замкнутой системе, т. е. определять водонасыщенность, пустотность, проницаемость и другие параметры на каждом образце, не прибегая к параллельным или близлежащим образцам, чтобы исключить влияние неоднородности породы.

Геофизические исследования скважин. Значительную долю информации о геологическом строении недр дают промыслово-геофизические методы исследования скважин. В настоящее время на практике применяют чрезвычайно широкий комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющий всесторонне охарактеризовать геологический разрез, вскрытый скважиной, и особенно детально продуктивные отложения.

Геофизические исследования в скважинах выполняются с помощью специальных глубинных дистанционных приборов и установок – промыслово-геофизических (каротажных) станций. Результаты измерений изображаются в виде диаграмм тех или иных свойств пород вдоль ствола скважин – каротажных диаграмм. Каротажные диаграммы – основные, а часто и единственные документы, характеризующие разрез пород, пройденных скважиной.

Все методы ГИС основаны на замере по стволу скважины изменений физических свойств пород или различных естественных и искусственных полей. В зависимости от самой физической сущности, на которой основан каждый метод ГИС, они делятся на: электрические, радиоактивные, термические, акустические, геохимические, механические, магнитные и др.

Группа методов электрического каротажа, проводимого в открытом стволе бурящихся скважин, включает различные модификации: метод кажущихся сопротивлений, боковое каротажное зондирование, боковой микрокаротаж, индукционный каротаж, диэлектрический каротаж, метод потенциалов самопроизвольной поляризации и др. Среди методов радиоактивного каротажа широко применяются: гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и др.

Акустический каротаж реализуется в двух модификациях: по скорости и по затуханию продольных упругих волн.

Среди других видов геофизических исследований скважин, дающих информацию о статическом состоянии залежей, следует назвать термометрию, кавернометрию и ядерно-магнитный каротаж, газовый каротаж и пластовую наклонметрию, опробование пластов приборами на кабеле.

Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин позволяет установить:

глубину залегания пластов различного литологического состава и положение их границ;

литологический состав пород, слагающих разрез исследуемой скважины;

пласты-коллекторы нефти и газа;

характер насыщения пород нефтью, газом или водой;

коллекторские свойства пласта – пористость, трещиноватость, кавернозность, водо-, нефте- или газонасыщенность.

Опробование пластов. Положение контактов нефть – вода, газ – вода или газ – нефть в скважинах или на отдельных участках залежей устанавливают по керну, промыслово-геофизическим данным или данным опробования. Однако ни керн, ни ГИС не могут дать уверенной характеристики промышленной значимости нефтеносной (газоносной) части пласта, поэтому данные керна и ГИС должны непременно подкрепляться результатами опробования в этих же или других скважинах.

Для получения притока нефти или газа из скважины необходимо после спуска обсадной колонны и ее цементировании восстановить связь между продуктивным пластом и стволом скважины (если скважина до забоя закреплена обсадной колонной или против продуктивного пласта установлен зацементированный хвостовик). Связь между продуктивным пластом и скважиной восстанавливают путем проведения перфорации с помощью специальных скважинных стреляющих аппаратов – перфораторов.

После перфорации, для того чтобы пластовые флюиды начали поступать из пласта в скважину, необходимо провести освоение скважины путем снижения противодавления на перфорированный проницаемый пласт, оказываемого столбом жидкости, заполняющей скважину, до величины, меньшей пластового давления. Снижение забойного давления достигается уменьшением плотности жидкости в скважине или понижением ее уровня.

При освоении скважины, например, с высоким пластовым давлением (фонтанные скважины) в нее спускают до фильтра насосно-компрессорные трубы и на устье устанавливают фонтанную арматуру. После этого начинают закачивать воду в межтрубное пространство. При этом глинистый раствор, имеющий более высокую плотность, вытесняется менее плотной водой, которая заполняет его в стволе скважины. В результате противодавление на пласт снижается. Если этим способом вызвать фонтанирование не удастся, то воду заменяют нефтью, имеющей еще меньшую плотность. В случае, когда и вторым способом не удастся вызвать приток, прибегают к снижению уровня жидкости в скважине при помощи компрессора. В скважину нагнетают воздух или газ, снижая тем самым вес столба жидкости путем его аэрирования.

Для пластов, сложенных слабосцементированными породами, а также, когда скважина пересекла подошвенную воду, процесс освоения следует производить осторожно, без резкого снижения давления на пласт. Процесс освоения газовых скважин в общих чертах аналогичен освоению нефтяных скважин.

В процессе получения притока фиксируется дебит нефти (газа), воды (% обводненности), полученный при определенной депрессии на пласт.

Результаты опробования нескольких скважин используют для обоснования положения ГЖК и ВНК и проведения границ залежей. Для этого составляют схему обоснования контактов (рис. 4). На схеме приводятся все сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС. Контакты проводятся на отметках, наиболее полно отвечающих всему комплексу использованных данных.

Наилучший способ определения положения ВНК в скважинах – поинтервальное опробование небольших по мощности интервалов, которое дает возможность установить достаточно точную отметку контакта.

2.1.2. Пробная эксплуатация – основа для прогнозирования динамической модели залежи

Чтобы при составлении технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) залежи обеспечить повышение обоснованности выбора рациональной системы разработки и надежности расчетов динамики добычи нефти, газа, воды и других технико-экономических показателей, необходимо на завершающей стадии разведки получить дополнительные сведения о фильтрационных и других свойствах продуктивных пластов, проявляющихся после перевода залежи или отдельных ее участков в динамическое состояние. С этой целью на практике проводится пробная эксплуатация разведочных скважин и залежей нефти (газа) или отдельных их участков.

Под пробной эксплуатацией разведочных скважин понимают комплекс работ, проводимых с целью уточнения добычных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов (коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, приемистость по воде и т. п.). К этим работам относятся: пуск скважины в более или менее продолжительную эксплуатацию – от нескольких недель до нескольких месяцев, в течение которой проводят: регулярный замер дебита и давления (забойного, пластового, буферного); исследование пластов и скважин на разных режимах; отбор проб

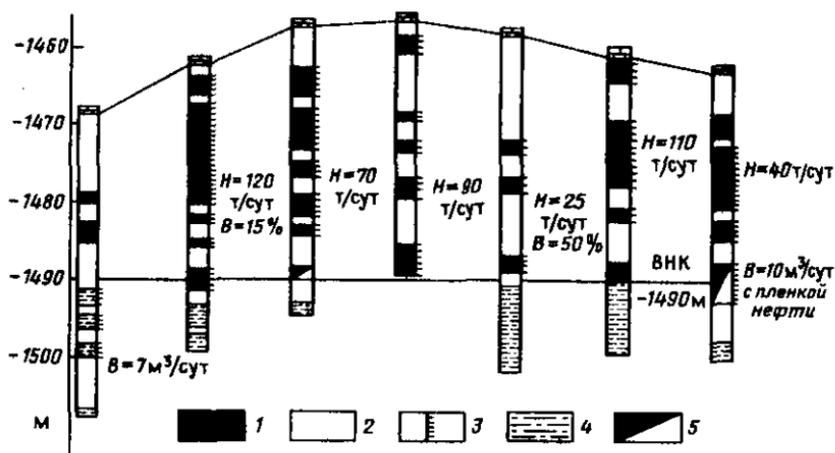


Рис. 4. Схема обоснования абсолютной отметки ВНК залежи.

Интервалы: 1 — нефтенасыщенный, 2 — непроницаемый, 3 — перфорированный, 4 — водонасыщенный, 5 — с неясной характеристикой. N — дебит нефти; B — обводненность нефти, %, или дебит воды, м³/сут

жидкостей и газа и другие специальные исследования. Пробная эксплуатация разведочных скважин осуществляется по индивидуальным планам и программам, составляемым совместно разведочными и добывающими предприятиями.

Под пробной эксплуатацией залежей или отдельных их представительных участков понимают временную, сроком до пяти лет, эксплуатацию разведочных, а при необходимости — и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин. Пробная эксплуатация залежи проводится в соответствии со специально составленным проектом пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежи служат данные разведки месторождения, полученные в результате исследований, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

В проекте пробной эксплуатации обосновываются:

количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;

количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура нефтегазоносности с запасами категории C_1 ;

интервалы отбора керна из опережающих добывающих и нагнетательных скважин;

комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых, гидродинамических и геофизических исследований скважин;

комплекс лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

ориентировочные уровни добычи нефти, газа, закачки воды в период пробной эксплуатации.

В результате пробной эксплуатации залежи должны быть решены следующие задачи:

уточнено положение ВНК, ГНК, ГВК;

оценены продуктивность добывающих скважин и приемистости по воде нагнетательных скважин;

установлены оптимальные депрессии в добывающих и репрессии в нагнетательных скважинах;

изучены фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным гидродинамических исследований;

уточнены физико-химические свойства пластовых жидкостей и газа;

уточнена физико-гидродинамическая характеристика коллекторов: начальная нефтегазонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой и газом, зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности;

уточнен природный режим залежи;

определена степень взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин;

оценена степень охвата воздействием и разработкой продуктивного разреза.

2.2. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.2.1. Наблюдения за работой скважин

Для получения промысловых данных, необходимых для составления предварительной динамической модели залежи в разведочных или в опережающих добывающих и нагнетательных скважинах, введенных в пробную эксплуатацию, проводятся исследовательские работы. Эти работы включают измерения дебитов, интервалов притока и давлений, исследование пластов и скважин на разных режимах, отбор проб жидкостей и газов, оценку коэффициентов продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Измерение дебита нефти и воды. На необустроенных и разведочных площадях при пробной эксплуатации дебит в нефтяных скважинах измеряют с помощью индивидуальных замерных установок, включающих трап и мерную емкость (мерник). Мерная емкость пред-

ставляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с плоским или коническим дном объемом более 10 м^3 . Иногда применяют и горизонтальные емкости типа цистерн или прямоугольные сосуды. Обязательными требованиями к замерам дебитов в этих условиях являются калибровка мерной емкости и проведение замера дебита при том же буферном давлении, что и во время нормальной эксплуатации скважины.

Продукция скважины направляется в мерную емкость только после сепарации в трапе.

Время замера $t_{\text{зам}}$ зависит от производительности скважины и емкости мерника и не может превышать времени заполнения всего объема мерника. Обычно это время устанавливают от одного до нескольких часов. Количество поступившей в мерник жидкости определяют по высоте подъема ее уровня (взлива) с помощью равномерного стекла, мерной ленты, деревянной или алюминиевой рейки с делениями (метрштока), поплавковых устройств и т. п.

Если внутреннее горизонтальное поперечное сечение S мерной емкости по высоте не изменяется (вертикальная цилиндрическая и прямоугольная емкости), то объем поступившей в нее за время замера жидкости

$$V_{\text{зам}} = Sh_{\text{взл}}, \quad (2.1)$$

где $h_{\text{взл}}$ — высота взлива за время замера, м ($h_{\text{взл}} = h_{\text{ж2}} - h_{\text{ж1}}$, где $h_{\text{ж2}}$ — высота столба жидкости в мернике в конце замера, м; $h_{\text{ж1}}$ — высота столба жидкости до начала замера, м; S — площадь поперечного сечения мерника, м^2).

Если форма емкости цилиндрическая, то $S = \pi d^2/4$, где d — внутренний диаметр емкости, м.

Используемые на промыслах мерные емкости (даже если они имеют форму вертикальных цилиндров или прямоугольных параллелепипедов), как правило, не имеют строго постоянного сечения по высоте из-за наличия внутренних переборок, вмятин и т. п. Поэтому для каждой емкости должны составляться калибровочные таблицы. Таблица состоит из двух граф: в первой указывают значение высоты столба жидкости h от днища резервуара через каждый сантиметр, во второй — соответствующие значения объема жидкости в мернике (V , м^3). Замерив высоты h_1 и h_2 и найдя по таблице соответствующие значения V_1 и V_2 (объемы жидкости в мернике до начала и в конце замера), определяют $V_{\text{зам}} = V_2 - V_1$.

Объемный дебит жидкости скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$)

$$q_{\text{ж0}} = \frac{V_{\text{зам}}}{t_{\text{зам}}} \cdot 24, \quad (2.2)$$

где $t_{\text{зам}}$ — время замера, ч.

Если скважина безводна, то $q_{ж.0} = q_{н.0}$ (здесь $q_{н.0}$ – объемный суточный дебит нефти). В этом случае дебит нефти в поверхностных условиях (т/сут)

$$q_n = q_{н.0} \rho_n, \quad (2.3)$$

где ρ_n – плотность нефти, определяемая в промысловой лаборатории по пробам продукции данной скважины.

Для определения дебита нефти обводненных скважин необходимо знать процент обводненности их продукции B .

Зная объемный процент воды B , можно вычислить

$$q_{н.0} = q_{ж.0} (100 - B)/100; \quad (2.4)$$

$$q_{в.0} = q_{ж.0} - B/100. \quad (2.5)$$

Измерение дебита газа. Для измерения дебита газа в скважинах используют расходомеры или специальные расходомерные устройства следующих типов: расходомеры, основанные на методе переменного перепада (методе сужения струи), на методе постоянного перепада (ротаметры), а также турбинные, вихревые расходомеры объемные, массовые, ультразвуковые, тепловые и др.

В промысловых условиях наиболее распространены измерительные устройства, основанные на методе переменного перепада. Эти устройства базируются на принципе сужения струи газа при его движении через диаграмму или сопло. В то же время всякое сужение струи газа, являясь разновидностью местного сопротивления, обуславливает возникновение перепада давления на сужающем устройстве, которое при прочих равных условиях зависит от расхода. Эта зависимость и используется при определении расхода газа через диафрагму или сопло.

Устройства для измерения общего дебита, основанные на методе переменного перепада давления, делятся на два типа – расходомеры (измерители докритического течения) и диафрагменные измерители критического течения (ДИКТ).

Измерители расхода при докритическом течении газа состоят из двух основных узлов: устройства, в котором монтируется диафрагма, сопло, штуцер и др., и дифференциального манометра, с помощью которого измеряются (показываются, записываются, передаются) перепады давления на диафрагме (сопло и др.) и давления перед сужающим устройством.

Поскольку большинство параметров, необходимых для расчета расхода, берется из показаний дифманометра, весь узел расходомера часто называют "дифманометром". В газовой промышленности наиболее распространены поплавковые мембранные и сильфонные дифманометры.

Дебит газа (м³/сут) при применении дифманометров

$$q_r = 1700\alpha K_{ст} K_1 d^2 \sqrt{p_1 \Delta p / (\rho T z \cdot 10)}, \quad (2.6)$$

где α – коэффициент расхода, определяемый в зависимости от отношения $\beta = d/D$, здесь d – диаметр диафрагмы, мм, D – диаметр трубопровода, мм; $K_{ст}$ – поправочный коэффициент на расширение струи газа, определяемый по графикам; K_1 – суммарная поправка на недостаточную остроту входной кромки диафрагмы и шероховатости трубопровода, определяемая по таблицам; p_1 – абсолютное давление перед диафрагмой, МПа; Δp – перепад давления до и после диафрагмы, МПа; T – абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при p_1 и T .

Параметры газовых потоков могут иметь: избыточное давление до 12 МПа, температуру от 50 до 100°С, относительную влажность до 100%, допускается наличие в составе газа CO, CO₂, O₂, N₂, H₂S и др. Если вместе с газом из скважины поступают жидкие и твердые примеси, то перед пунктом измерения дебита должен быть установлен сепаратор, обеспечивающий полное отделение примесей и возможность измерения их количества за определенный промежуток времени.

При критическом течении газа часто используется метод измерения дебита диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). Измерение дебита, связанное с крайне нежелательным выпуском газа в атмосферу, иногда оказывается единственно возможным. К нему приходится прибегать, если давление в промышленном газопроводе после узла измерения дебита равно или больше статического на головке скважины, а также на дальних разведочных площадях, куда еще не подведен газопровод.

При измерении дебита газа с помощью ДИКТа должно быть обеспечено условие критического истечения через диафрагму или штуцер. Условие критического истечения достигается тогда, когда давление до диафрагмы в 2 раза и более выше, чем давление после нее.

Дебит газа (тыс. м³/сут) при критическом истечении

$$q_r = c p_{абс} \Delta / (\sqrt{\rho_r z T \cdot 10}), \quad (2.7)$$

где $p_{абс}$ – абсолютное давление перед диафрагмой, МПа; $\bar{\rho}_r$ – плотность газа по воздуху; T – абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; z – коэффициент сверхсжимаемости при p и T ; c – коэффициент, определяемый по таблицам и зависящий от диаметра диафрагмы (штуцера) и ДИКТа; Δ – поправочный коэффициент для учета изменения показания диабаты реального газа, определяемый по графикам или рассчитываемый по формулам.

Дебит конденсата в газообразной фазе $q_{к.г}$ приближенно можно определить по формуле

$$q_{к.г} = q_k \frac{22,41}{M_k} \rho_k \frac{293}{273}, \quad (2.8)$$

где q_k – дебит конденсата, кг/сут; ρ_k – плотность конденсата, кг/м³; M_k – молекулярная масса конденсата, кг/моль.

Измерение дебита газа акустическим способом. Во время испытания газовой скважины при истечении газа в атмосферу дебит можно определить акустическим способом. Этот способ применим при наличии четко сформированной струи газа с отклонением ее оси от вертикали не более 30°. Предельная относительная погрешность способа не превышает 15%.

При истечении газа со сверхкритической скоростью порядок определения дебита газа следующий: определяется температура окружающей среды и истекающего газа, устанавливается диаметр выходного сечения трубы. На определенном расстоянии от источника шума (среза трубы) устанавливается шумомер и измеряется уровень звукового давления.

Дебит фонтанирующей скважины определяется с помощью эмпирических номограмм.

Определение обводненности продукции. Обводненность продукции добывающих скважин определяется на основании лабораторных исследований проб жидкости, отбираемых в бутылки из пробоотборных краников, установленных на выкидных линиях скважин.

Обводненность продукции

$$V_{об. пов} = \frac{V_B}{V_ж} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где V_B – объем воды, см³; $V_ж$ – объем жидкости, см³.

Необходимо отметить, что способ определения обводненности продукции на основании анализа проб, отбираемых с помощью пробоотборных краников, дает удовлетворительные результаты только тогда, когда нефть и вода, содержащиеся в струе поступающей из скважины жидкости, хорошо и равномерно перемешаны, что обычно бывает, когда эти жидкости образуют достаточно устойчивые эмульсии. В большинстве же случаев струйки воды и нефти в общем потоке движутся в значительной степени обособленно, и характер их расположения все время изменяется. Поэтому содержание воды и нефти в пробе небольшого объема, отбираемой с помощью краника, может не соответствовать среднему содержанию этих компонентов в общем потоке. Такие пробы непредставительные. Повышение представительности проб достигается установкой пробоотборных краников на вертикальных участках выкидных линий; однако при таком способе контроля обводненности относительно надежные ее количественные оценки в виде средних значений за длительный промежуток времени (декаду,

месяц) в большинстве случаев можно получить лишь в результате статистической обработки значительного количества определений.

Более надежные данные об обводненности дают пробы, отбираемые из мерных емкостей трубчатыми щупами. Одна из конструкций трубчатого щупа схематично показана на рис. 5.

Щуп (1) в мерник опускают через 10–15 мин после прекращения поступления в него жидкости (2). Это необходимо для того, чтобы вода и нефть (а также эмульсия) распределились по высоте мерника в соответствии с удельными весами. В этом случае труба щупа, опускаясь вертикально, вырезает из объема жидкости в мернике столбик, в котором процентное соотношение воды и нефти такое же, как и во всем объеме. После того как нижний конец (3) трубы войдет в глину, щуп осторожно извлекают на поверхность и его содержимое сливают в емкость и отправляют в лабораторию для определения процентного содержания воды и плотности нефти и воды.

Если до начала замера в мернике уже содержался какой-то объем жидкости, то из нее также необходимо взять пробу щупом. Нетрудно показать, что в этом случае обводненность продукции, поступившей в мерник в период замера,

$$B = (V_{2ж}B_2 - V_{1ж}B_1) / (V_{2ж} - V_{1ж}), \quad (2.10)$$

где $V_{1ж}$, B_1 и $V_{2ж}$, B_2 – соответственно объемы жидкости в мернике и обводненность продукции до начала (1) и в конце (2) замера.

Определение промыслового газового фактора (ГФ):

$$ГФ = \Sigma q_r / \Sigma q_n, \quad (2.11)$$

где Σq_r – объем добытого попутного газа; Σq_n – объем добытой нефти.

Дебит попутного газа измеряется на индивидуальных замерных установках на выкиде из трапа турбинными счетчиками или с помощью дифференциальных манометров с дроссельными устройствами, на групповых замерных установках – турбинными счетчиками газа (типа Агат-1).

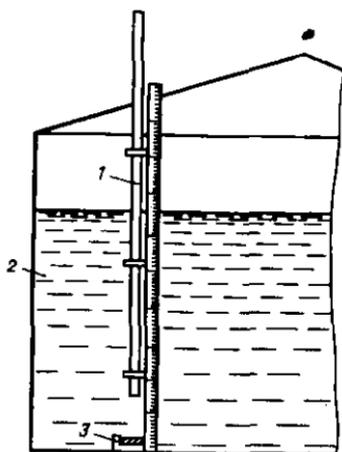
Измерение давления в скважинах. Различают собственно глубинные манометры, измеряющие абсолютное значение давления в скважине, и приборы, измеряющие только величину отклонения давления (приращение) от какого-то начального значения. Второй тип приборов называют дифференциальными глубинными манометрами, так как они измеряют разность между начальной величиной давления и текущим его значением.

По принципу действия глубинные манометры подразделяются на:

1) пружинные (геликсные глубинные манометры), в которых в качестве упругого чувствительного элемента используется многовитковая трубчатая пружина – геликс;

2) пружинно-поршневые, у которых измеряемое давление воспри-

Рис. 5. Схема отбора пробы из мерной емкости трубчатым щупом



нимается уплотненным поршнем, соединенным с винтовой цилиндрической пружиной; различают пружинно-поршневые манометры с вращающимся и неподвижным поршнями;

3) пневматические, принцип действия которых основан на уравновешивании измеряемого давления давлением сжатого газа, заполняющего измерительную камеру прибора.

Глубинные геликсные манометры с местной регистрацией широко применяются для измерения давления в скважинах. Одно из главных преимуществ глубинных геликсных приборов – возможность использования их для измерения высоких давлений при повышенных температурах.

На рис. 6 приведена принципиальная схема глубинного геликсного манометра с местной регистрацией. Давление в скважине через отверстие в корпусе прибора 9 передается жидкостью, заполняющей внутреннюю полость разделительного сильфона 10, и манометрической трубчатой пружине (геликсу) 8. Под действием измеряемого давления свободный конец геликса поворачивает ось 7, на которой жестко крепится пластинчатая пружина с пишущим пером 6. Перо чертит на бланке, вставленном в барабан 5, линию, длина которой пропорциональна измеренному давлению.

Для получения непрерывной записи давления барабан вместе с диаграммным бланком должен иметь поступательное перемещение. С этой целью он соединяется с кареткой 3, которая перемещается поступательно по направляющей 2 при вращении ходового винта 4. Равномерное вращение винта осуществляется с помощью часового привода 1, выходной вал которого имеет постоянную частоту вращения.

Применяемые на промыслах различные типы геликсных глубинных манометров в основном отличаются конструкцией регистрирующей

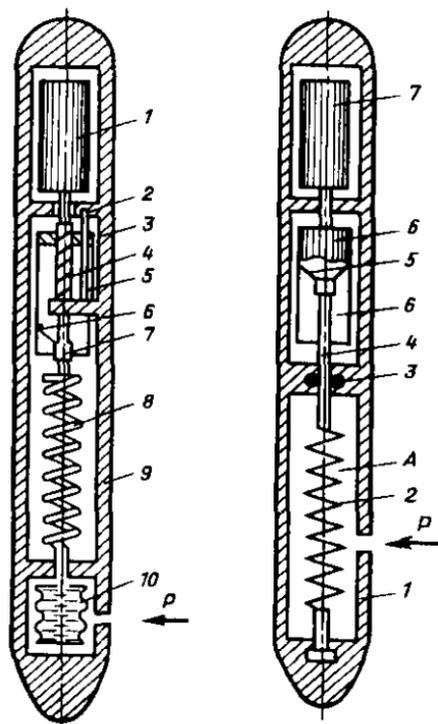


Рис. 6. Принципиальная схема геликсного манометра

Рис. 7. Принципиальная схема пружинно-поршневого манометра

щих механизмов. Геликсные манометры выпускаются двух типов: МГГ-63/250 и приборы нормального ряда МГН-2.

Глубинный манометр МГГ-63/250 состоит из манометрического блока, механизма регистрации и узла максимального термометра. Давление воздействует на разделительный сильфон и передается во внутреннюю полость трубчатой пружины, свободный конец которой под действием давления поворачивает ось с пишущим пером на определенный угол.

Прибор спускается в скважину на проволоке. Перед процессом измерений с помощью манометра МГГ-63/250 необходимо заменить блоки, прочертить нулевую линию и завести часовой привод.

Одна из самых распространенных причин неудачных измерений геликсными манометрами – остановка часов во время работы манометра.

Для получения четкой записи на бланке следует отрегулировать нажим пера и периодически проверять качество записи, прочерчивая нулевую линию. При чрезмерном нажиме пера не только портится бланк, но и увеличивается погрешность измерения.

Глубинный манометр МГН-2 представляет собой более совершенную модель глубинного манометра геликсного типа. Моноблок его

содержит те же элементы, что и манометр МГГ-63/250, но с небольшими техническими отличиями. Повышена герметичность соединения внутренней полости пружины с полостью сальфона. Упрощен доступ к барабану записи.

Наличие редуктора и двух сменных винтов с различным ходом обеспечивает получение четырех масштабов записи при использовании одного часового привода. Конструкция механизма записи позволяет легко установить барабан записи, заменить ходовой винт и редуктор, а также завести часовой привод без его извлечения из прибора.

На промыслах применяются глубинные пружинно-поршневые манометры трех типов: МГП-3М (без вращения поршня), МГН-1, МПМ-4 с вращающимся поршнем. Кроме них имеется дистанционный лифтовый поршневой манометр ДЛПМ-2М, в котором вращательное движение передается сальнику.

Принцип действия манометров этого типа состоит в том, что измеряемое давление воспринимается поршнем, перемещающимся в самоуплотняющемся сальнике, и уравнивается натяжением винтовой цилиндрической пружины. Внутренняя полость корпуса прибора 1 (рис. 7) разделена поршнем 4, уплотненным кольцом 3, на две части. Полость Б, в которой помещается часовой привод 7 с барабаном 6, находится под атмосферным давлением. Полость А, заполненная рабочей жидкостью, сообщается через отверстие с внешней средой.

Под действием давления в скважине поршень 4 перемещается в полость Б, растягивая измерительную пружину 2, второй конец которой закреплен неподвижно. Перемещение поршня происходит до тех пор, пока давление не уравнивается натяжением пружины. Это перемещение записывается пишущим пером 5, жестко соединенным с поршнем на бланке, вставленном в барабан 6, вращаемым равномерно валом часового привода 7.

Условие равновесия сил, приложенных к поршню при давлении p , можно записать в виде равновесия

$$pS = cL_{\text{пор}} \quad (2.12)$$

где S – площадь поперечного сечения поршня; c – жесткость пружины, обратно пропорциональная ее чувствительности; $L_{\text{пор}}$ – перемещение (ход) поршня под действием давления p .

Из равенства (2.12) легко определить по известным значениям S , c и L давление, зарегистрированное манометром:

$$p = \frac{c}{S} L_{\text{пор}} \quad (2.13)$$

Так как для данного прибора соотношение c/S практически постоянно, ход поршня будет пропорционален измеренному давлению.

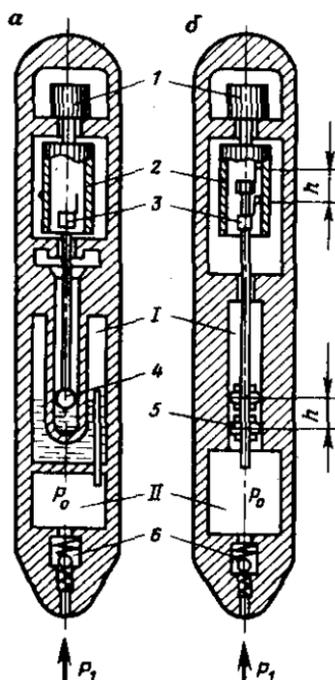


Рис. 8. Принципиальные схемы глубоких дифференциальных манометров:

а — с ругнутым затвором; б — с поршневым разделителем

В приборах с уплотненным поршнем ход поршня будет отличаться от вычисленного по формуле (2.12) на некоторую величину, зависящую от трения в уплотнительном кольце. Силы трения нельзя заранее учесть, поэтому погрешность глубоких пружинно-поршневых манометров главным образом обуславливается трением в сальнике при поступательном перемещении поршня.

При исследовании глубинно-насосных скважин через затрубное пространство используется глубокий малогабаритный манометр с вращающимся поршнем типа МПМ-4.

Глубинный манометр МПМ-5 состоит из блока питания, электропривода, маноблока с эластичным разделителем и регистрирующего устройства. Измеряемое давление передается рабочей жидкостью, заполняющей маноблок. Поршень с пишущим пером перемещается в сальнике и растягивает измерительную пружину. Вращение поршня осуществляется с помощью электродвигателя. Частота вращения поршня при постоянном напряжении источников питания примерно равна одному обороту за 10 мин. Вследствие того, что в процессе измерения нагрузка на двигатель меняется, частота вращения поршня нестабильна. Поэтому обычно прибор используется для поинтервальных измерений давления. Время работы его при температуре не выше $+60^{\circ}\text{C}$ в зависимости от емкости блока питания составляет от 3 до 8 ч.

Глубинный дистанционный лифтовый манометр ДЛПМ-2М предназначен для исследования глубинно-насосных скважин. Он состоит из глубинного снаряда, опускаемого в скважину на конце труб под приемом глубинного насоса, и вторичного прибора – счетчика импульсов с блокирующим устройством.

Глубинные дифференциальные манометры предназначены для измерения приращений давления при исследовании скважин методом восстановления (падения) давления и гидропрослушивания. В настоящее время на промыслах применяются приборы двух типов: ДГМ-4М и ДГМ-5.

Принцип действия глубинных дифманометров состоит в уравнивании измеряемого давления давлением сжатого газа. На рис. 8 приведены принципиальные схемы глубинных дифманометров с ртутным затвором и поршневым разделителем. Две секции прибора I и II, разделенные в одном случае ртутным затвором с подвижным поплавком 4, в другом – уплотненным поршнем 5, заполняются предварительно сжатым газом (воздухом), давление которого p_0 примерно соответствует давлению в намеченной точке скважины. При этом впускной клапан 6 под действием давления прижимается к седлу, обеспечивая герметичность секций.

После спуска прибора на заданную глубину, где наружное давление примерно равно давлению сжатого газа внутри него, впускной клапан отжимается от седла нижней пружиной. Давление газа в секции II выравнивается с внешним давлением. Теперь всякое изменение внешнего давления приводит к соответствующему изменению давления газа внутри прибора за счет изменения объема секций I и II. При этом опускается или поднимается уровень ртути или перемещается поршень 5, что записывается пером 3 на диаграммном бланке, вставленном в барабан 2 часового привода 1.

Перепад давления на диаграммном бланке

$$\Delta p = p_0 \frac{L_{\text{пор}}}{L_{\text{приб}} - L_{\text{пор}}} \quad (2.14)$$

где p_0 – давление зарядки дифманометра; $L_{\text{пор}}$ – длина перемещения поршня; $L_{\text{приб}}$ – постоянная прибора, зависящая от геометрических размеров верхней секции дифманометра.

Измерение забойного давления. В зависимости от конструкции скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и типовых размеров установленного оборудования забойное давление определяется:

по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины; прямые измерения $p_{\text{заб}}$ могут быть проведены в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважинах, а

также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство;

по данным измерений динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя скважин, в которых по техническим причинам невозможен спуск прибора на забой;

по данным измерений давления на устье нагнетательных и добывающих скважин, работающих в определенных условиях.

Прямые измерения забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах проводятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления. В скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство, для измерения $p_{зab}$ используются малогабаритные глубинные манометры.

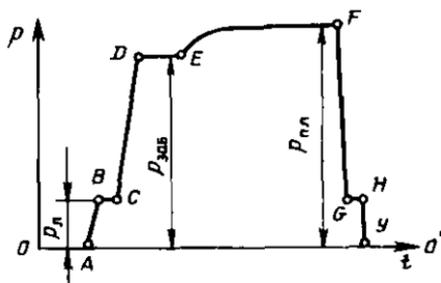
Для проведения измерений прибор опускается на глубину середины интервала перфорации, а если это по техническим причинам невозможно, то на максимально возможную глубину. $p_{зab}$ замеряют при установившемся режиме эксплуатации скважины. Время выдержки манометра должно быть не менее 30 мин.

Желательно, чтобы предел измерений применяемых манометров превышал величину ожидаемого давления на 20–40%. Перед спуском приборов скважину следует прошаблонировать, т. е. спустить в нее до предполагаемой точки замера металлическую болванку (шаблон), соответствующую по весу и габаритам глубинному прибору. Насосные скважины, исследуемые с помощью малогабаритных приборов, после установки на них соответствующего оборудования (эксцентричной планшайбы, отклонителя, лубрикатора) шаблонятся несколько раз, а в последующем – по одному разу перед каждым замером. На период измерений из фонтанных и компрессорных скважин, а также скважин, оборудованных ЭЦН, извлекаются механические скребки.

В скважинах, оборудованных ЭЦН, манометр через лифтовые трубы может быть спущен лишь до глубины подвески насоса, причем во время работы насоса давление над ним $p_{зам}$ превышает давление на приеме $p_{пр}$ на величину напора $p_{нап}$, создаваемого насосом ($p_{зам} = p_{пр} + p_{нап}$). Однако величину $p_{нап}$ при исследованиях определить достаточно точно очень трудно. В связи с этим для исследований скважин, оборудованных ЭЦН, используют либо лифтовые манометры, устанавливаемые на длительное время ниже приема насоса, либо специальные устройства, называемые суфлерами, устанавливаемыми выше насоса, и позволяющие с помощью обычных манометров, спускаемых в лифтовые трубы, измерять давление в затрубном пространстве вблизи насоса.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого измерения давления глубинными манометрами, забойное

Рис. 9. Характерный вид записи глубинного манометра при измерении забойного и пластового давлений



давление может быть определено по данным замеров динамических уровней в межтрубном пространстве.

Динамические уровни в скважинах отбивают с помощью эхолотов, уровнемеров или по данным геофизических исследований. При этом запрещается стравливать газ из затрубного пространства, так как стравливание газа вызывает вспенивание уровня и образование столба газированной жидкости, плотность которой неизвестна.

Пересчет замеренного динамического уровня в забойное давление возможен при условии, когда давление на приеме насоса превышает давление насыщения нефти газом.

По скважинам, дающим безводную нефть при отсутствии вспенивания столба жидкости в затрубном пространстве, забойное давление

$$p_{\text{зоб}} = (H_{\text{п}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{н.пл}}/102 + p_{\text{г}}, \quad (2.15)$$

где $H_{\text{п}}$ — расстояние по вертикали от колонного фланца до середины интервала перфорации, для наклонных скважин определяется с учетом кривизны ствола скважины, м; $H_{\text{дин}}$ — расстояние по вертикали до динамического уровня, м; $\rho_{\text{н.пл}}$ — плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3 ; $p_{\text{г}}$ — давление столба газа на глубине динамического уровня, МПа.

Величину $p_{\text{г}}$ с достаточной точностью можно найти по формуле

$$p_{\text{г}} = p_{\text{у}} e^y, \quad (2.16)$$

где $p_{\text{у}}$ — давление на устье скважины (в затрубном пространстве), МПа;

$$y = 0,03 \frac{\bar{\rho} H_{\text{дин}}}{z_{\text{у}} T_{\text{ср}}}, \quad (2.17)$$

где $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху; $z_{\text{у}}$ — коэффициент сжимаемости газа при давлении $p_{\text{у}}$ и температуре $T_{\text{ср}}$; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура столба газа в интервале от устья до динамического уровня.

Забойное давление по скважинам, дающим обводненную продукцию,

$$P_{\text{заб}} = P_r + \frac{1}{120} \{ (H_{\text{п}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{н.пл}} + (H_{\text{п}} - H_{\text{н}}) [\rho_{\text{н.пл}} (1 - B_{\text{об.пл}}) + \rho_{\text{в.пл}} B_{\text{об.пл}}] \}, \quad (2.18)$$

где $H_{\text{п}}$ – расстояние по вертикали до приема насоса, м; $\rho_{\text{в.пл}}$ – плотность воды в пластовых условиях, т/м³; $B_{\text{об.пл}}$ – объемная обводненность потока в стволе скважины.

Плотность жидкости в межтрубном пространстве принимается равной $\rho_{\text{н.пл}}$, поскольку при работе скважин на установившемся режиме происходит полное гравитационное разделение нефти и воды, и весь столб жидкости выше приема насоса состоит из нефти.

Объемная обводненность жидкости в стволе скважины выше расходной обводненности $h_{\text{в.пов.}}$, определяемой на поверхности, потому что более легкая фаза – нефть – движется в стволе скважины быстрее, чем вода. Она определяется по графическим зависимостям и расчетным путем.

Забойное давление можно определить через устьевое только для нагнетательных скважин. При этом к нагнетательным скважинам предъявляется ряд требований, таких как герметичность устьевого оборудования и НКТ, однородность жидкости, заполняющей НКТ и затрубное пространство, работа скважины по одному из каналов и др.

Этим требованиям отвечает большинство нагнетательных скважин. Забойное давление

$$P_{\text{заб}} = P_y + H_{\text{п}} \rho_{\text{в.пл}} / 102, \quad (2.19)$$

где P_y – давление на устье пьезометрического канала скважины во время ее работы с установившейся приемистостью, МПа; $\rho_{\text{в.пл}}$ – плотность воды в пьезометрическом канале, т/м³.

Если закачка ведется в межтрубное пространство, то пьезометрическим каналом служат НКТ, и P_y замеряют манометром на буфере, и наоборот.

Разность показаний манометров в каждом случае определяет величину гидравлических потерь давления на трение при движении воды в соответствующем рабочем канале.

Средняя плотность воды

$$\bar{\rho}_{\text{в.пл}} = \rho_{\text{в}} / \bar{b}_{\text{в}}, \quad (2.20)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность закачиваемой воды в стандартных условиях, т/м³; $\bar{b}_{\text{в}}$ – средний объемный коэффициент воды в стволе скважины в момент замера давления.

Определение пластового давления. Пластовое давление может быть определено:

путем прямого измерения в период остановки скважины глубинными манометрами или датчиками давлений комплексных приборов, спущенными до середины интервала перфорации;

путем пересчета через статический уровень, устьевое давление или давление, замеренное в какой-либо точке ствола скважины;

по данным исследования скважины методом восстановления давления.

Технологически измерение пластового давления может совмещаться с измерением забойного давления.

Прибор спускается в работающую скважину до точки замера, выдерживается не менее 30 мин с целью регистрации забойного давления, после чего закрывается задвижка на выкидной линии и прибор фиксирует кривую восстановления забойного давления (рис. 9).

Измеренное давление в масштабе бланка отсчитывается от нулевой линии $00'$ (рис. 9), прочерченной перед спуском прибора. После того как прибор помещен в лубрикатор в момент, соответствующий точке A , открывается буферная задвижка (или перепускные вентили) и на бланке фиксируется рост давления (участок AB) до величины p_n — давления в лубрикаторе. Участок CD характеризует рост давления, регистрируемый манометром по мере его спуска в скважину. На участке DE фиксируется (в течение 30 мин) забойное давление. Точка E соответствует моменту закрытия задвижки на вытянутой линии. С этого времени прибор регистрирует кривую восстановления давления EF . На участке FG давление снижается в связи с подъемом прибора, на участке GH записывается величина давления в лубрикаторе, на участке $HУ$ регистрируется снижение давления до атмосферного при выпуске ("стравливание") газа из лубрикатора.

Время восстановления (падение в нагнетательных скважинах) давления до пластового определяется значением пьезопроводности пласта в районе скважины. Оно устанавливается для каждой скважины опытным путем.

Если технически невозможны прямые измерения пластового давления на забое, то пластовое давление можно найти путем пересчета через статический уровень или устьевое давление, или давление, измеренное в промежуточных точках. При этом необходимо иметь точные данные о распределении характера флюида и плотности по стволу скважины.

При известном значении статического уровня $h_{ст}$ пластовое давление на глубине середины интервала перфорации

$$p_{пл} = p_r + (H_{п} - h_{ст})\bar{\rho}_ж/102, \quad (2.21)$$

где p_r — давление газа на глубине статического уровня, МПа; $\bar{\rho}_ж$ — средняя плотность жидкости в интервале глубин $(H_{п} - h_{ст})$, т/м³; p_r определяется по формуле (2.16).

Если ствол скважины заполнен жидкостью до устья, то пластовое давление

$$p_{пл} = p_y + H_{п}\bar{\rho}_ж/102. \quad (2.22)$$

Если давление измерено глубинным прибором на глубине $H_{\text{зам}}$, то пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{зам}} + (H_{\text{п}} - H_{\text{зам}}) \bar{\rho}_{\text{ж}} / 102. \quad (2.23)$$

Если в течение периода исследования не удастся зафиксировать установившееся пластовое давление, то его можно определить по данным обработки кривых восстановления давления (КВД):

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{заб}} + q/K_{\text{прод}}, \quad (2.24)$$

где q и $p_{\text{заб}}$ – соответственно значения установившегося дебита и забойного давления перед остановкой скважины; $K_{\text{прод}}$ – величины коэффициента продуктивности скважины, найденные при обработке КВД.

Этот метод применим в случае независимости коэффициента продуктивности от забойного давления, т. е. линейного характера индикаторных диаграмм.

Все результаты замеров давлений по объекту пересчитываются на одну условную горизонтальную поверхность, например, начальное положение ВНК. Методика пересчета изложена в курсе "Нефтегазопромысловая геология".

2.2.2. Гидрогазодинамические исследования в скважинах

Гидрогазодинамические исследования скважин направлены на определение фильтрационных характеристик и геометрии пластов-коллекторов. Основаны они на измерении забойных давлений и дебитов (приемистости) исследуемых скважин.

Все промысловые гидрогазодинамические методы делятся на две большие группы. К первой группе относятся методы исследования скважин на установившихся режимах с построением индикаторных диаграмм. Вторая группа включает методы исследования при неустановившемся режиме работы скважин, основанные на снятии кривых восстановления давления в стволе скважины.

Гидродинамические методы широко применяются на всех этапах разработки залежей углеводородов, начиная с пробной (опытной) эксплуатации и вплоть до завершения отбора флюидов. Поэтому, чтобы не повторяться, описание этих методов сосредоточено в одном месте – в данном разделе.

Метод установившихся отборов. Этот метод основан на изучении установившейся фильтрации жидкости, газожидкостной смеси или газа путем замеров дебитов (приемистости) скважины и соответствующих им забойных давлений или депрессий (репрессий), выполненных при нескольких, но не менее трех разных режимах работы скважины. В том числе может быть использован режим с нулевым дебитом, т. е.

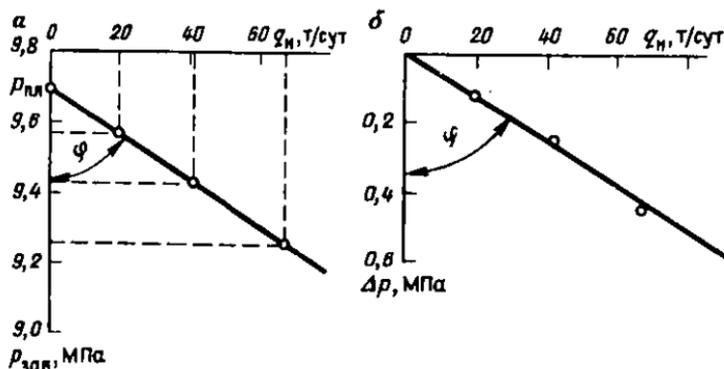


Рис. 10. Индикаторные диаграммы по нефтяной скважине ($\eta = 1g\varphi$)

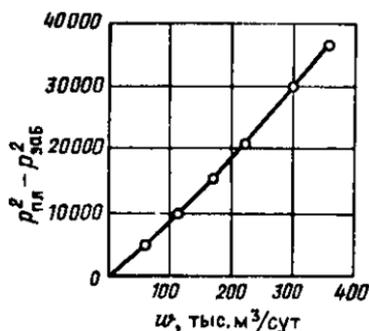


Рис. 11. Индикаторная диаграмма по газовой скважине

режим остановки и соответствующее ему пластовое давление. Перед замером на каждом режиме должна быть достигнута его стабилизация, время, которое зависит от фильтрационной характеристики пласта и составляет от нескольких часов до нескольких месяцев.

Результаты замеров на режимах с установившимися отборами (приемистостью) используют для построения графика зависимости дебита (приемистости) скважины (ось абсцисс) от забойного давления p или от перепада между пластовым и забойным давлением (ось ординат) Δp , который называется индикаторной диаграммой скважины (рис. 10, 11, 12).

На основании формы индикаторной диаграммы и ее наклона к оси ординат судят о продуктивности скважины, величинах проницаемости и гидропроводности пласта, характере фильтрации в призабойной зоне. Для этого индикаторную диаграмму описывают соответствующим уравнением и определяют количественное значение входящего в это уравнение коэффициента пропорциональности (или двух коэффи-

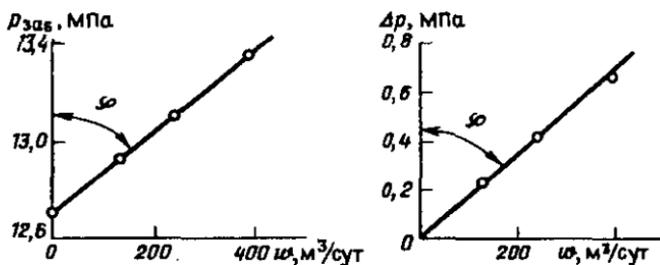


Рис. 12. Индикаторные диаграммы по водогазоподъемной скважине

циентов). На основании уравнения притока жидкости (газа) к скважине при известном значении коэффициента пропорциональности уравнения индикаторной прямой рассчитывают значения фильтрационных свойств пласта. Поскольку форма индикаторных диаграмм и значения коэффициентов пропорциональности во многом зависят от того, какая фаза (жидкость, газ или их смесь) фильтруется в пласте-коллекторе, применяются разные способы обработки первичных данных.

Однофазная фильтрация в пласте жидкости. В этом случае индикаторные диаграммы обычно строят в координатах "дебит—депрессия на забое" (см. рис. 10, б). Как правило, для добывающих скважин характерны прямолинейные индикаторные диаграммы, что указывает на линейный закон (закон Дарси) фильтрации жидкости в пласте на всех режимах.

При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициенты проницаемости, гидропроводности и др. остаются постоянными в интервале исследованных режимов.

Уравнение индикаторной линии при этом имеет вид:

$$P_{пл} - P_{заб} = q/K_{прод} \quad (2.25)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление; $P_{заб}$ — забойное давление; q — дебит скважины; $K_{прод}$ — коэффициент продуктивности скважины,

$$K_{прод} = \frac{q}{(P_{пл} - P_{заб})} \quad (2.26)$$

Таким образом, коэффициент продуктивности численно равен тангенсу угла α между индикаторной линией и осью перепада давления

$$K_{прод} = \operatorname{tg} \alpha \quad (2.27)$$

Используя полученное значение коэффициента продуктивности скважины, фильтрационные параметры пласта определяют на основании уравнения Дюпюи, отражающего соотношение между дебитом

скважины и перепадом давления при установившейся фильтрации однофазной жидкости к совершенной скважине:

$$q_{н.пл.о} = \frac{2\pi k_{пр} h_{эф}}{\mu_n} \frac{p_{пл} - p_{заб}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C}, \quad (2.28)$$

где $q_{н.пл.о}$ – объемный дебит нефти в пластовых условиях, м³/сут; $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости, м²; μ_n – вязкость нефти, мПа · с; $h_{эф}$ – эффективная толщина пласта, м; R_k, r_c – соответственно радиус влияния скважины и радиус скважины, м.

За радиус влияния исследуемой скважины может быть принята 1/2 среднего расстояния до ближайших окружающих ее скважин,

$$R_k = \frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N L_i, \quad (2.29)$$

где N – количество скважин, окружающих исследуемую скважину; L_i – расстояние до исследуемой скважины.

Радиус скважины r_c принимают равным радиусу долота. Учитывая то, что скважины обычно несовершенны, в формулу (2.28) вводят поправочный коэффициент на несовершенство скважины C .

Гидропроводность пласта можно определить путем решения уравнения относительно этого параметра:

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} h_{эф}}{\mu_n} = \frac{q_{н.пл.о}}{p_{пл} - p_{заб}} \frac{R_k}{2\pi \ln r_c + C}. \quad (2.30)$$

В уравнении (2.30) отношение $q_{н.пл.о}/(p_{пл} - p_{заб})$ есть коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях, который можно выразить через известное значение коэффициента продуктивности в поверхностных условиях $K_{прод.пов}$:

$$K_{прод.пл} = \frac{K_{прод.пов} b_n}{\rho_{н.пов}}, \quad (2.31)$$

где b_n – объемный коэффициент пластовой нефти; $\rho_{н.пов}$ – плотность нефти в поверхностных условиях.

Поправочный коэффициент C складывается из двух коэффициентов:

$$C = C_1 + C_2, \quad (2.32)$$

где C_1 – поправочный коэффициент на качество перфорации пласта,

зависящий от плотности и характера размещения перфорационных отверстий в интервале вскрытия, от диаметра и глубины пулевых каналов в породе; C_2 – поправочный коэффициент на степень вскрытия толщины пласта.

Коэффициенты C_1 и C_2 обычно находят по графикам, составленным В. И. Щуровым.

После подстановки в уравнение (2.30) вместо отношения $q_{н.пл.о}/(\rho_{пл} - \rho_{заб})$ правой части уравнения (2.31) и ввода в это уравнение поправочного коэффициента C получим значение гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} h_{эф}}{\mu_n} = \frac{K_{прод.пов} b_n}{2 \pi \rho_{н.пов}} \left(\ln \frac{R_c}{r_c} C_1 + C_2 \right). \quad (2.33)$$

Аналогичным путем с помощью уравнения (2.30) рассчитывают подвижность пластовой нефти и проницаемость пласта. Для этого необходимо другими методами найти эффективную толщину пласта (по ГИС) и вязкость нефти в пластовых условиях (по пробам пластовой нефти). Подвижность пластовой нефти и проницаемость выражаются следующим образом:

$$\frac{k_{пр}}{\mu_n} = \frac{K_{прод.пов} b_n}{2 \pi \rho_{н.пов} h_{эф}} \left(\ln \frac{R_c}{r_c} + C_1 + C_2 \right); \quad (2.34)$$

$$k_{пр} = \frac{K_{прод.пов} b_n \mu_n}{2 \pi \rho_{н.пов} h_{эф}} \left(\ln \frac{R_c}{r_c} + C_1 + C_2 \right). \quad (2.35)$$

Подвижность пластовой нефти и проницаемость пласта определяют также через вычисленную гидропроводность пласта:

$$\frac{k_{пр}}{\mu_n} = \frac{\varepsilon}{h_{эф}}; \quad (2.36)$$

$$k_{пр} = \frac{\varepsilon \mu_n}{h_{эф}}. \quad (2.37)$$

При известном значении упругости пласта $\beta = k_p \beta_{ж} + \beta_c$, используя полученное значение проницаемости, вычисляют пьезопроводность пласта

$$x = \frac{k_{пр}}{\mu_n (k_p \beta_{ж} + \beta_c)}, \quad (2.38)$$

где β – упругость пласта; k_p – коэффициент пористости; $\beta_{ж} \beta_n$ – коэффициенты сжимаемости жидкости и породы.

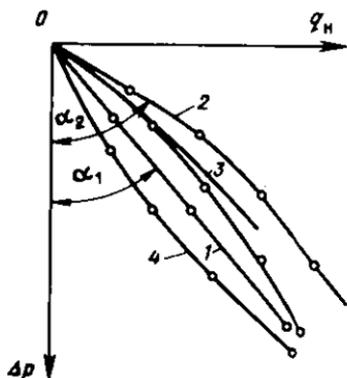


Рис. 13. Индикаторные диаграммы по нефтяным скважинам

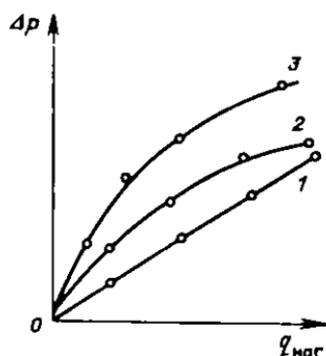


Рис. 14. Индикаторные диаграммы по водонагнетательным скважинам (1—3)

При фильтрации в пласте однофазной жидкости могут быть получены и криволинейные индикаторные линии по всей их длине или на участке, соответствующем интенсивным режимам эксплуатации (рис. 13).

Выпуклость индикаторной линии к оси дебитов (кривые 2 и 3 на рис. 13) указывает на уменьшение коэффициента продуктивности скважины с увеличением депрессии на забое. Это может быть вызвано нарушением линейного закона фильтрации в прискважинной зоне продуктивного пласта.

Другой причиной может быть уменьшение физической проницаемости породы-коллектора при значительном снижении забойного давления, например, вследствие смыкания трещин.

При наличии на искривленной индикаторной линии начального значительного по длине прямолинейного участка (кривая 2 на рис. 13) проницаемость нефтяного пласта и соответствующие ей комплексные параметры устанавливают по этому участку так же, как и при полностью прямолинейной индикаторной диаграмме (кривая 1 на рис. 13). При режимах работы скважины, соответствующих искривленному участку диаграммы, коэффициент продуктивности и другие параметры пласта можно определить для различных значений забойного давления, они будут иметь переменные значения.

Выпуклость индикаторных диаграмм добывающих скважин к оси давлений (кривая 4 на рис. 13) может быть следствием постепенного включения в процесс фильтрации при снижении забойного давления ранее неработавших частей эффективной толщины пластов.

Для водонагнетательных скважин характерны индикаторные диаграммы — прямолинейные (линия 1 на рис. 14) и вогнутые относительно оси приемистости. Искривление диаграмм обычно обусловлено

увеличением раскрытия имеющихся и созданием дополнительных трещин при повышении давления нагнетания воды.

Обработка индикаторных диаграмм водонагнетательных скважин ведется практически так же, как и по нефтяным скважинам.

Двухфазная фильтрация в пласте нефти и газа. При снижении пластового давления ниже давления насыщения в залежи проявляется режим растворенного газа, следствием которого является фильтрация двухфазного потока. Индикаторная диаграмма в координатах $q - \Delta p$ в этих условиях – обычно выпуклая к оси дебитов. Это обусловлено расширением газа и уменьшением дебита скважины при снижении пластового давления, а также снижением фазовой проницаемости для нефти.

При двухфазной линейной фильтрации для определения физической проницаемости и комплексных характеристик пласта при построении индикаторной диаграммы и использовании формулы Дююи вместо значений $p_{пл}$ и $p_{заб}$ используют значения функции Христиановича (ΦX) ($\Phi X_{пл}$ и $\Phi X_{заб}$). Функция ΦX имеет размерность давления и учитывает изменение фазовой проницаемости для нефти вследствие роста газонасыщенности породы-коллектора при снижении давления. Величина $\Phi X_{пл} - \Phi X_{заб} = \Delta \Phi X$ физически представляет собой часть общей депрессии на забое скважины, необходимую для перемещения к нему только нефти. В координатах $q - \Delta \Phi X$ начальный участок индикаторной диаграммы обычно прямолинейный (рис. 15) и может быть охарактеризован уравнением

$$K_{прод} \Delta \Phi X = \frac{q_{н.пов}}{\Phi X_{пл} - \Phi X_{заб}}, \quad (2.39)$$

где $q_{н.пов}$ – дебит нефти на поверхности; $K_{прод} \Delta \Phi X$ – условный поверхностный коэффициент продуктивности (коэффициент продуктивности, которым характеризовалась бы скважина при притоке к ней однофазной нефти), равный $\text{tg} \alpha$ (см. рис. 15); $\Phi X_{пл}$ и $\Phi X_{заб}$ – значение функции (ΦX) при пластовом и забойном давлении.

При использовании функции ΦX формула Дююи принимает следующий вид:

$$q_{н.пл} = \frac{2 p k_{пр} h (\Phi X_{пл} - \Phi X_{заб})}{\mu_n \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}. \quad (2.40)$$

Выражение (2.40) можно записать в следующем виде:

$$\frac{q_{н.пл}}{\Phi X_{пл} - \Phi X_{заб}} = \frac{2 p k_{пр} h}{\mu_n \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}. \quad (2.41)$$

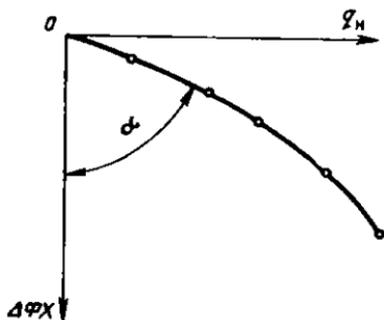


Рис. 15. Индикаторная диаграмма по скважине при двухфазной фильтрации (нефть-газ)

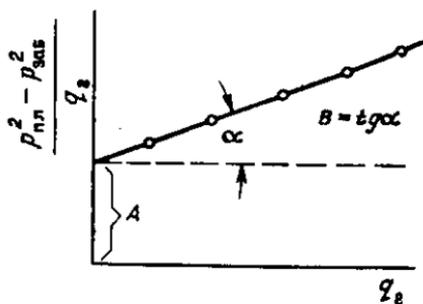


Рис. 16. Индикаторная диаграмма по газовой скважине

Однофазная фильтрация в пласте газа. При установившейся фильтрации газа индикаторная диаграмма в координатах $q_r - \Delta p$ — выпуклая к оси дебитов в связи с нарушением линейного закона фильтрации, обусловленным обычно высокими дебитами газа. Поставленной цели определения фильтрационных характеристик наилучшим образом отвечает двучленное уравнение, отражающее прямолинейную зависимость между дебитом газа и давлением:

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = A q_r + B q_r^2, \quad (2.42)$$

или

$$(p_{пл}^2 - p_{заб}^2) / q_r = A + B q_r, \quad (2.43)$$

где q_r — дебит газа, тыс.м³/сут; A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие соответственно от параметров пласта в призабойной зоне и от конструкции скважины. Величины коэффициентов A и B (для количественной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо иметь главным образом значение коэффициента A) определяют по графику зависимости q_r от $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2) / q_r$, построенному в прямоугольных координатах по данным исследования скважины методом установившихся отборов (рис. 16). Коэффициент A (в системе СИ — Па² · с/м³) численно равен отрезку, отсекаемому прямой на оси ординат, коэффициент B (Па² · с²/м⁶) — тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс.

С другой стороны, коэффициент A можно найти из уравнения притока газа, полученного в результате преобразования формулы Дюпюи (приведения объемного дебита газа к атмосферному давлению, ввода поправок на сжимаемость и на температуру):

$$q_r = \frac{2 \pi k_{пр} h (p_{пл}^2 - p_{заб}^2)}{\rho_{ат} \mu_r z \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)} \frac{T_{ст}}{T_{пл}}, \quad (2.44)$$

где q_r – дебит газа, м³/сут; $\rho_{ат} = 10^5$ Па; z – коэффициент сжимаемости; $T_{ст} = 273$ К; $T_{пл} = (273 + t_{пл})$ К.

В формуле (2.44) ее правая часть за исключением множителя $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)$ соответствует $1/A$, т. е.

$$A = \frac{115 \cdot 7 \cdot \rho_{ат} \mu_r z}{2 \pi k_{пр} h} \frac{T_{пл}}{T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right). \quad (2.45)$$

При известном значении A из уравнения (2.45) можно вычислить гидропроводность, проводимость и проницаемость пласта, а при известном значении коэффициента упругоэластичности пласта – и пьезопроводность.

Коэффициент

$$B = \frac{\rho_{ат} z}{2 \pi^2 h^2 \mu t_0} \left(1 - \frac{r_c}{r_{пр}} + C_2 \right), \quad (2.46)$$

где μ – коэффициент микрошероховатости породы; $r_{пр}$, r_c – соответственно радиусы скважины приведенный и по долоту, м; C_2 – коэффициент совершенства скважины.

Путем сравнения и обработки индикаторных диаграмм, полученных в разное время, можно выявить: эффективность любой обработки призабойной зоны, образование песчаной пробки, выпадение парафина в пласте, засорение призабойной зоны нагнетательных скважин при несоблюдении требований к чистоте закачиваемой воды и др. (все эти явления приводят к снижению коэффициентов продуктивности и приемистости).

Метод восстановления давления. Во время работы скважины на постоянном режиме вокруг нее образуется воронка депрессии. Быстрое изменение режима работы (например, остановка скважины) сопровождается перераспределением давления в пласте вследствие проявления упругих свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей. В течение некоторого времени продолжается движение жидкости, в результате чего в призабойной зоне и в стволе скважины она сжимается и давление начинает восстанавливаться.

Темп восстановления давления во времени уменьшается. При прочих равных условиях продолжительность и характер восстановления давления зависят от параметров пласта: чем выше его фильтрационные свойства, тем быстрее протекает процесс перераспределения давления.

Метод восстановления давления позволяет определять проницае-

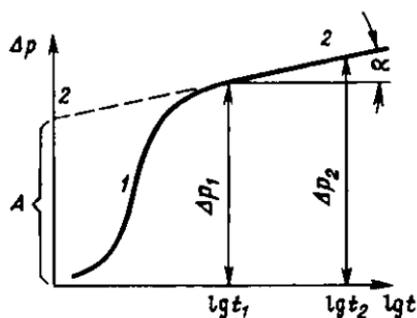


Рис. 17. Кривая восстановления давления по нефтяной скважине в полулогарифмических координатах

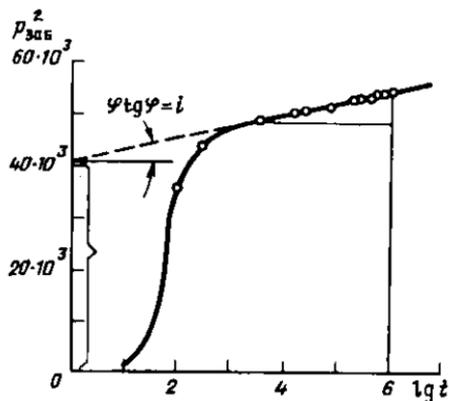


Рис. 18. Кривая восстановления давления по газовой скважине в полулогарифмических координатах

мость, гидропроводность и пьезопроводность пластов, выявлять наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, оценивать гидродинамическое совершенство скважины и ее приведенный радиус.

Кривые восстановления давления строятся в координатах $\Delta p = f(t)$ или $\Delta p = f(\lg t)$ (рис. 17, 18). Для этого после остановки глубиннонасосной скважины прослеживают скорость подъема динамического уровня, а фонтанной – регистрируют скорость восстановления забойного давления.

При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией кривой восстановления давления на забое фиксируют изменение во времени буферного и затрубного давления.

В нагнетательных скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, можно рассчитать забойное давление по устьевому:

$$P_{\text{заб}} = P_y - \frac{H_n \rho_{\text{в.пл}}}{98,1}, \quad (2.47)$$

где p_y – давление на устье пьезометрического канала скважины во время ее работы с установившейся приемистостью, МПа; H_n – расстояние по вертикали от колонного фланца до середины интервала перфорации, м; $\rho_{\text{в.пл}}$ – средняя плотность воды в пьезометрическом канале, т/м³.

При этом необходимо учитывать влияние изменения температуры жидкости в стволе. Наиболее широко используется следующий вари-

ант исследования методом восстановления давления после остановки скважины.

Фильтрация в пласте жидкости (нефти, воды, водонефтяной смеси). На кривой восстановления давления (см. рис. 17) начальный прямолинейный участок зависимости соответствует периоду, когда после закрытия скважины, т. е. после установления нулевого дебита на устье, из пласта в скважину еще продолжается существенный приток жидкости. Начиная с некоторого времени кривая восстановления давления асимптотически приближается к прямой.

Прямолинейный участок графика используют для определения фильтрационных параметров. Этот участок графика описывается формулой

$$\Delta p = A + i \lg t, \quad (2.48)$$

где A – отрезок, отсекаемый продолжением прямолинейного участка кривой на оси ординат (давления); i – угловой коэффициент, равный $\operatorname{tg} \alpha$.

Для определения i произвольно выбирают два значения $\lg t$ ($\lg t_1$ и $\lg t_2$) и по кривой восстановления давления (см. рис. 17) определяют соответствующие им значения Δp (Δp_1 и Δp_2). Тогда

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (2.49)$$

В то же время значения i и A можно определить из эмпирических формул:

$$i = \frac{2,3 q \mu b_{\text{ж}}}{4 \pi k_{\text{пр}} h \rho_{\text{пов}}}; \quad (2.50)$$

$$A = \frac{2,3 q \mu b_{\text{ж}}}{4 \pi k_{\text{пр}} h \rho_{\text{пов}}} \lg \frac{2,25 H}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (2.51)$$

или иначе:

$$A = i \lg \frac{2,25 H}{r^2}. \quad (2.52)$$

В формулах (2.48, 2.50, 2.51) Δp – прирост давления за время t , Па; q – дебит скважины на поверхности перед остановкой, м³/с (т. е. величина изменения дебита при остановке скважины, равная 0); t – время с момента остановки скважины.

Фильтрационные параметры определяют в основном с помощью коэффициента i . Установив его значение по кривой восстановления давления по формуле (2.50), можно найти среднюю гидропроводность пласта в районе остановленной скважины:

$$\varepsilon = \frac{k_{\text{пр}} h}{\mu} = \frac{2,3 q_{\text{пов}} b}{4 \pi r_{\text{пов}}}. \quad (2.53)$$

Определив независимыми методами вязкость пластовой нефти и толщину пласта, получают значения проводимости пласта и проницаемости:

$$\frac{k_{\text{пр}}}{\mu_{\text{ж}}} = \frac{\varepsilon}{h}; \quad (2.54)$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{\varepsilon \mu_{\text{ж}}}{h}. \quad (2.55)$$

Иногда вследствие продолжительного поступления жидкости в скважину после ее закрытия на устье не удается получить прямолинейного участка кривой восстановления давления в координатах $\Delta p - \lg t$ или для его получения требуется исследование скважины проводить до больших значений Δp . В этих случаях для определения параметров пласта по кривым восстановления давления следует применять методы, учитывающие объем жидкости, поступающей в скважину при ее остановке. Обзор основных способов обработки результатов исследований с учетом притока жидкости изложен в книге С. Г. Каменецкого, В. М. Кузьмина, В. П. Степанова "Нефтепромысловые исследования пластов" и других изданиях.

Фильтрация в пласте газа. При исследовании газовой скважины кривую восстановления давления обрабатывают с учетом предполагаемой характеристики пласта по зональной неоднородности и условий работы скважины до остановки.

По характеру зональной неоднородности применительно к исследуемой скважине принято различать пласты бесконечный и ограниченный. В условиях первого на поведение скважины не влияют, а в условиях второго — влияют границы области дренирования, определяемые размерами площади залегания коллекторов и работой соседних скважин.

По условиям работы различают скважины с продолжительной работой на устойчивом режиме (время T работы скважины до остановки на исследование превышает время восстановления давления t не менее чем в 20 раз) и с кратковременной работой ($T < 20 t$).

В условиях бесконечного пласта при $T \geq 20$ кривую восстановления давления преобразуют в координатах $p^2_{\text{заб}} \lg t$ (рис. 18), где $p_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины в момент после ее остановки.

Прямолинейный участок полученной кривой характеризуется формулой

$$p^2(t) = A + i \lg t. \quad (2.56)$$

Постоянные коэффициенты A и i можно определить по рис. 19.

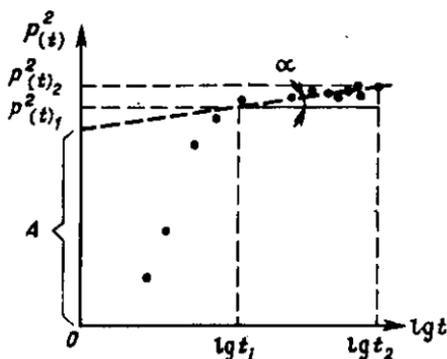


Рис. 19. Кривая восстановления давления по нефтяной скважине

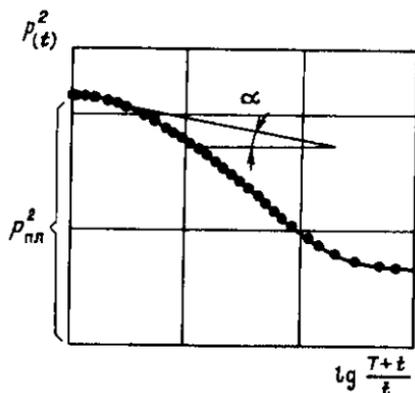


Рис. 20. Кривая восстановления давления по газовой скважине

Коэффициент A численно соответствует отрезку, отсекаемому продолжением прямолинейного участка кривой на оси ординат.

Коэффициент i равен тангенсу угла наклона прямой к оси логарифма времени:

$$i = \lg \alpha = \frac{p^2(t)_2 - p^2(t)_1}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad (2.57)$$

С другой стороны, постоянные коэффициенты A и i согласно теории неустановившегося притока газа к скважине в бесконечном пласте при линейной фильтрации газа выражаются следующим образом:

$$i = \frac{2,3 q \mu_r p_{ат} T_{пл}}{2 \pi k_{пр} h T_{ст}} = 0,366 \frac{q_r z p_{ат} T_{пл}}{\varepsilon T_{ст}}; \quad (2.58)$$

$$A = p^2_{заб} + i \frac{\lg 2,25 X}{r^2_{пр}} \quad (2.59)$$

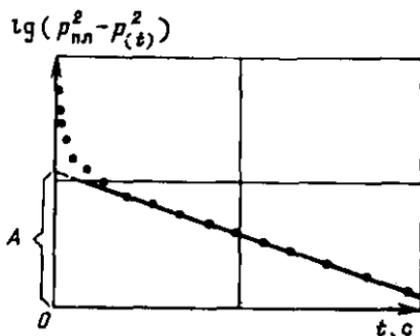
В формулах (2.56, 2.57, 2.58, 2.59) t – время восстановления давления, с; $p(t)_1$ и $p(t)_2$ – давления на забое, соответствующие времени t_1 и t_2 , Па; q – дебит скважины до ее остановки, м³/с.

Фильтрационные параметры пласта определяют в основном с использованием выражения (2.58). При этом гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} h_{эф.г}}{\mu_r} = 0,366 \frac{q_r z p_{ат} T_{пл}}{i T_{ст}} \quad (2.60)$$

При известной газонасыщенной толщине h проводимость пласта

Рис. 21. Кривая восстановления давления по газовой скважине



$$\frac{k_{пр}}{\mu_r} = 0,366 \frac{q_r z p_{ат} T_{пл}}{i T_{ст} h_{эф.г}} \quad (2.61)$$

При известной толщине h_r и вязкости пластового газа μ_r проницаемость

$$k_{пр} = 0,366 \frac{q_r z p_{ат} T_{пл}}{i T_{ст} h_r} \quad (2.62)$$

В условиях бесконечного пласта при $T < 20t$ интерпретация КВД описанным методом может приводить к искажению ее конечного участка и к значительным погрешностям определения фильтрационных параметров пласта. Более надежные результаты дают преобразование кривой в координатах $p^2(t)$, $\lg \frac{T+t}{t}$ (рис. 20) и обработка ее по формуле

$$p^2(t) = p_{пл}^2 - i \lg \frac{T+t}{t}, \quad (2.63)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление перед остановкой скважины (на графике соответствует точке примыкания кривой к оси ординат); i – тангенс угла наклона к оси абсцисс прямой – касательной к КВД, проведенной из точки, где $p^2(t) = p_{пл}^2$.

Определив по рис. 20 значение ($i = \operatorname{tg} \alpha$), параметры ϵ , $k_{пр} / \mu$, $k_{пр}$ можно подсчитать исходя из формулы (2.58).

Для установления фильтрационных параметров по данным исследования газовой скважины в условиях ограниченного пласта кривые восстановления давления строят в координатах $\lg(p_{пл}^2 - p_{(t)}^2) - t$ (рис. 21):

$$\lg(p_{пл}^2 - p_{(t)}^2) = A - it, \quad (2.64)$$

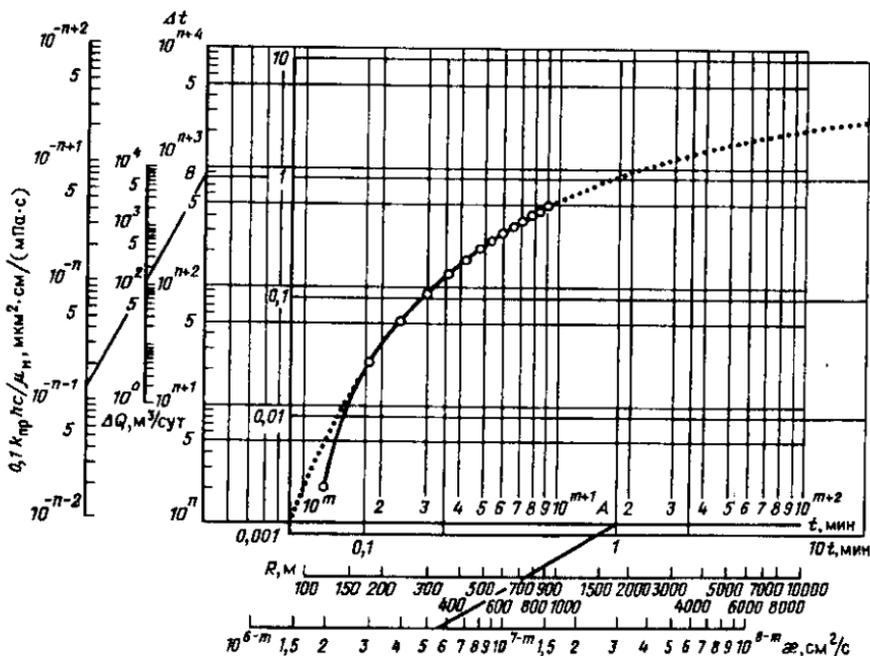


Рис. 22. Эталонная кривая, используемая для обработки результатов гидропрослушивания (Δt — отсчеты в единицах шкалы прибора; s — число мегапаскалей в единицах шкалы прибора)

где

$$i = 2,51 X / R_{ki}^2 \quad (2.65)$$

$$A = \lg 1,11 \cdot i. \quad (2.66)$$

Исходя из рис. 21, A количественно соответствует отрезку, отсекаемому продолжением прямолинейного участка кривой на оси ординат. Коэффициент i находят из формулы (2.65). R_{ki} — радиус контура влияния, на котором давление во время снятия КВД остается постоянным, условно принимаемый равным среднему значению половины расстояния до соседних скважин.

Параметры ε , $k_{пр} / \mu$, $k_{пр}$ находят по формуле (2.58), величину X — по формуле (2.65).

Метод исследования взаимодействия скважин (метод гидропрослушивания, гидроразведки). При проведении пробной эксплуатации залежей или отдельных их представительных участков фильтрационные характеристики пласта оценивают с помощью метода исследова-

ния взаимодействия скважин. Метод исследования взаимодействия скважин позволяет найти усредненные значения гидропроводности и пьезопроводности пласта, характер неоднородности пласта между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом устанавливается наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Метод предусматривает создание гидродинамического импульса в скважине, именуемой возмущающей, посредством ее пуска, остановки или резкого изменения режима работы и регистрацию этого импульса по изменению давления в другой скважине, именуемой реагирующей (наблюдательной), с последующей интерпретацией полученных данных. В качестве наблюдательных обычно используют несколько скважин, что дает возможность осветить гидропрослушиванием значительную по размерам зону пласта.

По каждой реагирующей скважине получаемые данные регистрации изменения давления оформляют в виде таблицы и графика с кривой гидропрослушивания (рис. 22). На оси абсцисс графика обычно откладывают две шкалы времени – с начала наблюдения за давлением и с момента импульса возмущающей скважины. Ось ординат отражает давление в единицах шкалы прибора (I). Пунктирная линия – поведение давления в реагирующей скважине без изменения режима возмущающей скважины (фон давления). Величина Δp – изменение давления по сравнению с фоном через i часов после остановки скважины. Кривую гидропрослушивания характеризуют продолжительность периода между созданием импульса и началом изменения давления, а также динамика последующего изменения давления, которая зависит от расстояния между скважинами, величины изменения дебита в возмущающей скважине, физических свойств пласта.

Методика обработки кривых гидропрослушивания базируется на использовании основного уравнения теории упругого режима:

$$\Delta p = \frac{\Delta q \mu_n}{4\pi k_{np} h} \Phi_i \left(- \frac{L^2}{4Xt} \right), \quad (2.67)$$

где t – время, прошедшее после изменения режима (остановки или пуска) возмущающей скважины, с; Δq – изменение дебита (приемистости) возмущающей скважины, $\text{см}^3/\text{с}$; Δp – изменение давления в реагирующей скважине, МПа.

С помощью названных методов могут быть выявлены: наличие в зоне, освещаемой исследованием, двух и даже трех областей с резко отличающимися гидропроводностью и пьезопроводностью, удаленностью границ между этими областями от исследуемых скважин; наличие и местоположение границ распространения пласта-коллектора, наличие малопроницаемых включений. При этом можно получить

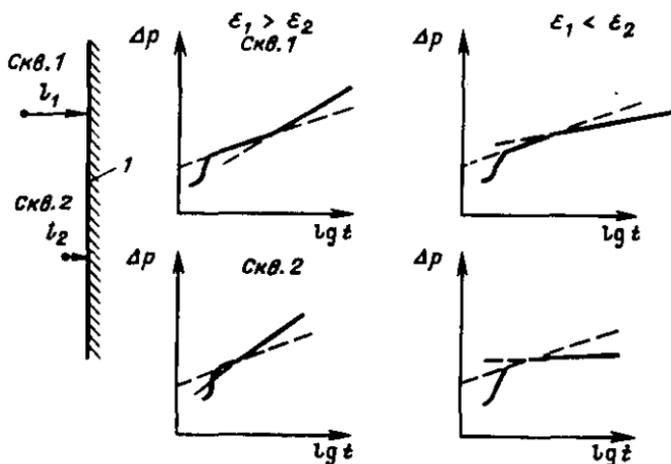


Рис. 23. Кривые восстановления давления в нефтяных скв. 1 и 2:

1 — граница резкого изменения фильтрационной характеристики; l_1 и l_2 — расстояния скважины до границы областей с разными фильтрационными свойствами

количественную оценку фильтрационных параметров в выявленных зонах. С помощью глубинных расходомеров могут быть получены данные, характеризующие расчлененность эксплуатируемой части разреза.

Указанные проявления неоднородности отражаются на кривых восстановления давления и гидропрослушивания в виде аномалий, нарушающих их прямолинейность в координатах, соответствующих принятому методу обработки. Ухудшение фильтрационной характеристики в зоне пласта, удаленной от скважины, вызывает отклонение кривой вверх от прямолинейной зависимости, улучшение — отклонение вниз. Интенсивность отклонения возрастает с увеличением разницы в значениях параметров в прискважинной и более удаленной зонах пласта.

Наибольшее отклонение кривой вверх отличается при наличии границы распространения пласта-коллектора непосредственно вблизи скважины.

На рис. 23 для примера приведены кривые восстановления давления в двух скважинах, удаленных на разные расстояния от границы областей с разными фильтрационными свойствами пласта.

Изложенными выше методами фильтрационные параметры пласта вблизи скважин определяют по начальному прямолинейному участку. По точке пересечения прямолинейных участков и остальной части кривой находят расстояние до границы зоны с резким изменением параметра пласта.

2.2.3. Отбор проб пластовых флюидов

В процессе разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в результате изменения пластового давления и пластовой температуры нарушается термодинамическое равновесие пластовой системы. На нефтяных залежах, разрабатываемых с воздействием на пласт, закачиваемый вытесняющий агент отличается от пластовых флюидов по своим физико-химическим свойствам, что также ведет к изменению свойств насыщающих залежь флюидов. При применении тепловых методов воздействия на пласт значительно увеличивается пластовая температура. Эти изменения сказываются на свойствах добываемой нефти, газа и попутной воды: изменяются газонасыщенность нефти, состав газа, химический состав попутной воды и т. п. Отклонение пластовых условий от начальных иногда приводит к выпадению солей и парафина, к гидратообразованию в пластах, призабойной зоне и скважине и бактериологическому заражению залежи, к повышенной коррозии труб и оборудования. В связи с этим определение начальных свойств пластовых флюидов и прогнозирование их поведения при изменении начальных пластовых условий в процессе разработки является составной частью работ пробной эксплуатации.

Для изучения изменения свойств пластовых жидкостей и газов отбирают глубинную пробу или готовят рекомбинированную пробу.

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока. Рекомбинированные пробы приготавливают от образцов нефти и газа, отобранных на устье скважины или в сепарационных установках, и по своим свойствам они должны максимально приближаться к пластовым нефти и газу.

Для отбора образцов пластовой нефти применяют поршневые (ВПП-300, ВПП-500), проточные (ПД-3М, ПГ-1000) и смешанный (ПВП-5) типы глубинных пробоотборников.

Важный элемент технологии отбора образцов пластовой нефти – получение представительной пробы. Особенно это важно в случае, когда к скважине притекает двухфазный газонефтяной поток. Кроме того, трудности вызывает отбор проб нефти в скважинах, эксплуатирующих одновременно ряд пластов, содержащих различные по физико-химическим свойствам нефти.

Газированная нефть поступает в скважину в том случае, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом. При этом вокруг скважины формируются две области. В первой, прилегающей к скважине, где забойное давление ниже давления насыщения, происходит разгазирование нефти. Во второй области, удаленной от скважины, где давление насыщения ниже пластового давления или давление

насыщения ниже давления на контуре питания, происходит фильтрация нефти в однофазном состоянии с растворенным в ней газом.

Для получения представительной пробы пластовой нефти необходимо повысить давление до величины, превышающей давление насыщения, и извлечь из пласта весь объем газированной нефти, ограниченный изобарой $P_{нас}$. После этого к забю скважины подойдет нефть в однофазном состоянии.

Время, необходимое для отбора газированной нефти и приближения к забю однофазной нефти

$$t = \frac{\rho h_n k_p R_k^2 k_n}{q_n} \exp\left(-4\pi \varepsilon \frac{P_k - P_c}{q_{опл}} 10\right), \quad (2.68)$$

где h_n – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; k_p – коэффициент открытой пористости, доли единицы; R_k – расстояние от центра скважины до контура питания (половина расстояния между скважинами), м; k_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы; q_n – дебит скважины на новом режиме, м³/сут; ε – гидропроводность пласта, $\frac{\text{м}^2 \cdot 10^{-12} \cdot \text{м} \cdot 10^{-2}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$; $q_{опл}$ – дебит скважины в пластовых условиях при начальном режиме, см³/с; P_k и P_c – давления на контуре и в скважине.

Для транспортировки и длительного хранения образцы помещают в специальные контейнеры: непроточные (поршневые) и проточные (непоршневые).

Образец, помещаемый в контейнер, должен находиться в однофазном состоянии. Растворение выделившегося из нефти газа достигается путем повышения давления образца и его перемешиванием. Растворение твердой фазы обеспечивается термостатированием образца при температуре выше температуры начала кристаллизации парафинов, перемешиванием и повышением давления. Признак однофазного состояния пробы – стабильность давления при перемешивании.

Применяют два вида исследований образцов пластовой нефти: комплексное и некомплексное.

В практике определения параметров пластовой нефти чаще применяют комплексный вид исследований, при котором измерение производят в определенном порядке на установке, включающей ряд приборов. Некомплексное исследование проводится с помощью ряда автономных приборов при произвольном порядке определения параметров.

При всех видах исследований основным элементом конструкции установки является сосуд рТ, в который помещают образец пластовой нефти, предназначенный для исследования и который моделирует термобарические условия пласта.

Во время исследований определяют газосодержание нефти, объемный коэффициент, давление насыщения нефти газом, коэффициент объемной упругости (сжимаемости), плотность нефти в пластовых и поверхностных условиях, плотность попутного газа и др.

2.3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Прогнозная динамическая модель создается в процессе проектирования разработки. При этом из нескольких вариантов моделей выбирается и утверждается для практической реализации один из них.

Проектирование разработки, т. е. математическое моделирование, проводится на базе статической и динамической геолого-промысловых моделей залежи. О сущности статической геолого-промысловой модели сказано в разделе 2.1.1.

2.3.1. Сущность прогнозной динамической модели, создаваемой на стадии подготовки залежи к разработке

На основании статической и предварительной динамической геолого-промысловых моделей залежи создаются математические модели, описывающие процессы нефтегазоизвлечения. При создании математической модели залежи осуществляется схематизация статических и предварительных геолого-промысловых моделей. В зависимости от полноты исходной информации строятся детерминированные (основные параметры продуктивного пласта являются заданными функциями координат) или вероятностные (основные параметры считаются случайными функциями координат) схематизированные модели. Схематизированные модели используют для гидродинамических расчетов технологических показателей разработки, являющихся основой прогнозной динамической модели залежи.

При проектировании разработки обычно создаются три-четыре прогнозные расчетные модели, именуемые вариантами разработки, отличающиеся динамикой добычи, количеством скважин и их размещением, капитальными затратами и себестоимостью продукции и другими показателями. Все эти варианты приводятся в проектном документе на разработку – технологической схеме или проекте разработки.

В проектном документе также обосновываются:

выделение эксплуатационных объектов и порядок их ввода в разработку;

способы и агенты воздействия на пласт, объемы их закачки;

системы размещения и плотности добывающих и нагнетательных скважин;

режимы работы пластов и скважин;
способы эксплуатации скважин, устьевого и прискважинного оборудования;

мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
вопросы охраны недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин и др.

Из нескольких расчетных вариантов (прогнозных динамических моделей) выбирается оптимальный, который утверждается к реализации. В последующем при разработке залежей геологическая служба осуществляет контроль за соответствием утвержденных проектных и фактически достигнутых технологических показателей и реализацией других проектных решений и определяет меры по устранению выявленных несоответствий.

Основными технологическими параметрами, характеризующими проектную динамическую модель ГТК и возможности принятой системы разработки, являются:

добыча нефти, газа, конденсата в целом по эксплуатационному объекту (залежи, месторождению) по годам и периодам разработки;

темпы отбора от начальных извлекаемых запасов;

годовая добыча жидкости;

обводненность продукции;

среднесуточный дебит нефти, газа, конденсата, жидкости на одну скважину по годам разработки;

закачка рабочих агентов по годам разработки;

среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины;

фонд добывающих и нагнетательных скважин по годам разработки.

2.3.2. Динамика добычи нефти, газа, конденсата, производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин

Прогнозная динамическая модель залежи может быть построена путем моделирования или на основании гидродинамических расчетов. На модели или при помощи расчетов можно заставить залежь "проработать" при самых разнообразных условиях и получить основные показатели процесса разработки для этих условий. Таким образом, при проектировании создается несколько вариантов разработки, из которых выбирается для реализации оптимальный.

Ряд вопросов, например, определение дебитов скважин в различные моменты разработки, установление поведения во времени текущей добычи нефти и сопутствующей ей воды и газа в целом по залежи, прогнозирование динамического состояния залежи, может быть решен только гидродинамическими методами.

Сущность гидродинамических методов заключается в определе-

нии количественной связи между поведением дебитов скважин и давлений в последних и на определенных контурах, скоростей и сроков перемещения отдельных частиц пластовой жидкости в зависимости от формы залежи, параметров продуктивного пласта, вязкости нефти и воды, числа и взаимного расположения скважин. Расчетные формулы для гидродинамических расчетов базируются на основных законах фильтрации жидкостей в пористых средах и законах взаимодействия отдельных скважин в процессе их совместной работы.

Дебит какого-либо элемента системы разработки q при установившемся процессе фильтрации однородной жидкости в однородной пористой среде можно в общем виде записать в форме следующего уравнения:

$$q = \epsilon (P_K - P_{з\text{аб}}) \alpha, \quad (2.69)$$

где ϵ – гидропроводность пласта; $P_{з\text{аб}}$, P_K – давления на забоях скважин, контурах питания; α – коэффициент, зависящий от размеров и формы указанных контуров, числа и взаимного расположения скважин, вскрытия продуктивного пласта и т. д.

При неустановившихся процессах на взаимосвязь между дебитами и давлениями влияют также особенности хода процесса разработки, коэффициенты упругости пласта и содержащихся в нем жидкостей, размеры пластовой системы. На скорость и характер продвижения водонефтяного контакта влияют также объемы порового пространства в различных точках пласта, коэффициенты насыщения и др. Поэтому для получения качественных данных о возможной динамической модели залежи до гидродинамических расчетов необходимо собрать возможно более полные и достоверные данные, которые должны охарактеризовать строение залежи, физические свойства пород и жидкостей, условия эксплуатации скважин и внешнюю (окружающую залежь) область.

Поскольку реальные нефтяные залежи, как правило, имеют сложное строение и неправильную конфигурацию, а расчетные гидродинамические формулы справедливы для правильных геометрических форм течения флюидов в пласте, перед расчетами схематизируют условия разработки. Схематизируется форма залежи, например, в полосу с двухсторонним питанием, в кольцо, в круг; внешний и внутренний контуры нефтеносности заменяются одним контуром с вертикальной границей между нефтью и водой; пластовые и забойные давления приводятся к одной плоскости (обычно к ВНК); усредняются по площади свойства пласта.

Для того чтобы расчетные показатели разработки соответствовали реальным, необходимо равенство в реальной и схематизированной залежах площадей, периметров фактического и расчетного контуров нефтеносности, запасов нефти, количества скважин и рядов.

В практике проектирования используется несколько гидродинамических моделей – схем пласта. Модель пласта выбирается в зависимости от степени изученности залежи и от этапа проектирования. Используются одномерные и двумерные модели.

При одномерной модели схематизации линейные или круговые ряды скважин заменяются параллельными и концентрическими галереями. Течение между галереями считается в одном случае плоскопараллельным, в другом – радиальным. Для описания течения в окрестностях скважин выделяются "внутренние" области – круги с центром в точках расположения скважин. Фильтрация во внутренней области принимается плоскопараллельной.

Основу двумерных математических моделей составляют дифференциальные уравнения в частных производных, описывающих процесс многофазной фильтрации в неоднородных пластах. Эти уравнения решаются с помощью современных численных (конечно-разностных) методов на ЭВМ.

При составлении технологических схем разработки расчетная схема-модель строится исходя из целого ряда допущений, к основным из которых относятся:

исходное фактическое распределение проницаемости, полученное по данным керна, преобразуется в распределение трубок тока (слоев) различной проницаемости по определенному правилу; при этом более неоднородное фактическое распределение проницаемости по керну преобразуется в более однородное за счет сужения спектра проницаемости;

по преобразованному спектру трубок тока различной проницаемости строится схематизированная слоисто-неоднородная по проницаемости модель пласта за счет выкладывания трубок тока в "штабеля" по мощности согласно их проницаемости;

принимается условие отсутствия перетоков между отдельными слоями;

непоршневое вытеснение в однородных трубках тока условно преобразуется в поршневое в неоднородном пласте;

принимается допущение пропорциональности дебитов проницаемости полученных таким образом слоев;

в построенную таким образом схему-модель непрерывного неоднородного пласта вводится поправка на неполный охват его процессом и линзовидностью коллектора.

При контроле разработки, при сравнении проектных и фактических показателей по уровням отбора и др., необходимо иметь в виду, что расхождения между ними могут быть обусловлены двумя принципиально разными причинами.

Первая причина – это невыполнение в полном объеме проектных решений нефтегазодобывающим промышленным предприятием,

осуществляющим разработку залежи, из-за различных организационно-технических причин; вторая – несоответствие прогнозной динамической модели фактическим возможностям эксплуатационного объекта при данной системе разработки, что связано с неточностями в исходных данных о строении залежи из-за недостатка информации, принятыми при проектировании, или методическими ошибками, допущенными при расчетах.

В первом случае должны быть приняты меры по устранению допущенных отклонений при реализации проектных технологических решений, а во втором – уточнена расчетная динамическая модель с определением новых, уточненных технологических и технико-экономических показателей.

Для того чтобы выяснить, какая из этих двух причин обусловила расхождения проектных и фактических показателей разработки, необходимо иметь определенное представление о принципах получения прогнозных технологических показателей. Эти принципы детально изложены в специальном курсе по проектированию разработки. Здесь лишь кратко остановимся на некоторых из них.

При сопоставлении проектных и фактических средних дебитов скважин также необходимо учитывать специфику их расчета при проектировании разработки. В зависимости от геолого-промысловой характеристики объекта и наличия исходной информации средние дебиты скважин можно либо определить расчетным путем, исходя из заданных перепадов давления, либо принять заданными на основании дебитов жидкости, полученных при пробной эксплуатации.

И в том, и в другом случаях средние дебиты скважин устанавливаются последовательно по этапам эксплуатации залежи, т. е. за время от начала разработки и до выключения первого ряда, затем от этого момента до выключения следующего ряда (второй этап) и т. д. Происходит как бы скачкообразное изменение дебита. Число работающих скважин за этап принимают постоянным.

Фактически дебиты скважин даже при условии постоянства забойных давлений меняются во времени. Непостоянство дебитов во времени является следствием ряда причин, например, падения давления при разработке без нагнетания воды. Если же скважины эксплуатировать при постоянных дебитах, то по той же причине будут падать забойные давления.

Дебиты скважин изменяются во времени также вследствие переменного числа скважин за время разработки и изменений в их режиме работы (например, при переходе с одного способа эксплуатации на другой). Они зависят также от изменения вязкостей нефти и вытесняющей ее жидкости и газов. В зоне вытеснения возникает течение смеси воды, газа и нефти и для каждого из компонентов смеси процесс фильтрации будет определяться своей фазовой проницаемостью

породы. Все указанное приводит к изменению гидродинамических сопротивлений во времени, а следовательно, и к постепенному, а не скачкообразному изменению средних дебитов.

2.3.3. Динамика пластового давления

Для прогнозирования динамического состояния залежи изучается поведение пластового давления в течение опытной эксплуатации. Затем при помощи соответствующих гидродинамических расчетов по теоретическим формулам предсказывается динамика пластового давления при различных темпах разработки залежи, исходя из заданных забойных давлений и депрессии на пласт.

Контроль за энергетическим состоянием залежи в процессе разработки осуществляется путем сопоставления проектного и фактического значений пластового давления по кривым динамики пластового давления на графике разработки и по картам изобар, отражающим его распределения в эксплуатационном объекте.

Наиболее эффективно проводить контроль за характером изменения пластового давления в эксплуатационном объекте в процессе разработки с помощью карт изобар. Сравнение этих карт, построенных на разные даты, позволяет установить особенности поведения воронки давления, образованной в залежи в результате эксплуатации всех скважин, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют через определенные промежутки времени. Обычно в периоды разработки, характеризующиеся значительными изменениями пластового давления, их составляют на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Для всех периодов разработки полугодовой интервал может быть установлен в исключительно сложных для исследования скважин условиях – при резкой пересеченности местности, в условиях шельфа и др.

Для построения карт изобар используют данные замеров динамического пластового давления. Однако использование непосредственных замеров абсолютной величины динамического пластового давления при составлении карт изобар может привести к искажению общей картины. Величина пластового давления тесно связана с глубиной залегания пласта: чем больше глубина, тем больше давление.

Чтобы исключить влияние изменения глубины залегания пласта, составляют так называемые приведенные карты изобар, т. е. карты, значения давления на которых приведены к условно принятой горизонтальной плоскости. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК и ГВК.

При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления, максимально приближенные во времени к этой

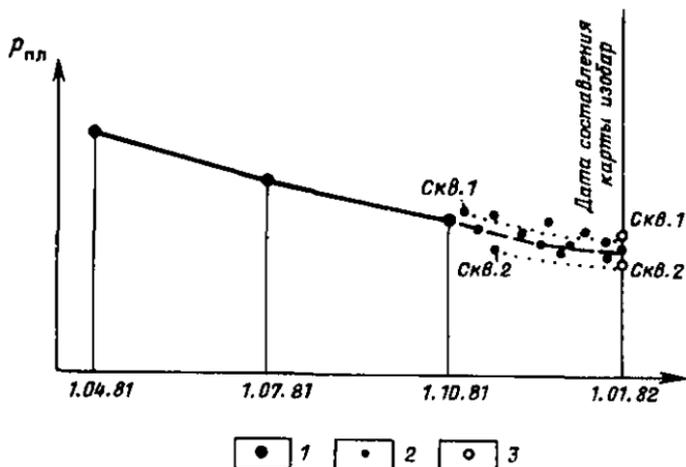


Рис. 24. Схема приведения замеренных значений $P_{пл}$ в скв. 1 и 2 к дате построения карты изобар:

1 — среднее значение пластового давления по площади по последним картам изобар; 2 — значения пластового давления по площади, полученные по скважинам в последнем квартале; 3 — приведенные во времени значения пластового давления в скв. 1 и 2 (аналогично приводится по всем другим скважинам)

дате. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время, т. е. приводить их по времени к дате составления карты изобар. Такое приведение по времени может быть приближенно выполнено исходя из общей тенденции снижения давления на рассматриваемой площади, выявленной по данным карт изобар, построенным ранее (рис. 24), и проявляющейся в последнем периоде накопления данных.

При изучении вопроса о точности составляемых карт изобар выявилось следующее. При остановке скважины для замера динамического пластового давления нарушается поток жидкости в пласте, что приводит к росту давления в районе остановленной скважины. В результате замеренное давление становится завышенным по сравнению с пластовым давлением в промежутке между остановленной скважиной и соседними в период работы исследуемой скважины.

С целью приближения приведенных карт изобар к истинному давлению предложен следующий метод составления карт изобар.

В основу карты изобар берут замеры не динамического пластового

давления, а забойного $p_{заб}$, к которому прибавляют среднюю величину депрессии на площади дренажа скважины $\Delta \bar{p}$, т. е. динамическое пластовое давление

$$P_d = p_{заб} + \Delta \bar{p}. \quad (2.70)$$

Средняя депрессия на площади дренажа

$$\Delta \bar{p} = \frac{2,3q}{4\pi} = \frac{\mu}{k_{пр}h} \lg \frac{r_{cs}}{r_{с.пр}}, \quad (2.71)$$

где q – суточный дебит скважины; μ – вязкость пластовой нефти; $k_{пр}$ – проницаемость пласта; h – мощность пласта; $r_{с.пр}$ – приведенный радиус скважины с учетом ее несовершенства; r_{cs} – радиус площади, приходящейся на скважину.

Радиус r_{cs} находят по следующим уравнениям: для добывающих скважин

$$r_{cs} = S_{скв} / \pi, \quad (2.72)$$

где $S_{скв}$ – площадь, приходящаяся на скважину для нагнетательных скважин;

$$r_{cs} = L_{скв} / \pi, \quad (2.73)$$

где $L_{скв}$ – половина расстояния между нагнетательными скважинами.

Величины $\mu / k_{пр}h$ и $r_{с.пр}$ находят на основании обработки кривых восстановления давления, полученных при исследовании скважин дифференциальным глубинным манометром.

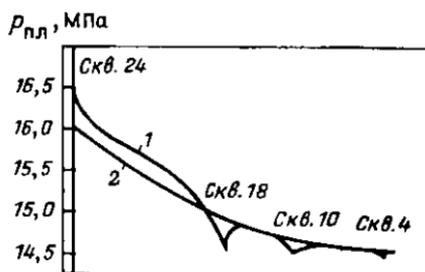
На рис. 25 показано сопоставление профиля рассчитанных по методу ВНИИ динамических пластовых давлений с профилем истинного пластового давления. Как видно, профиль, полученный по методу ВНИИ, близок к профилю истинного давления.

При использовании методики ВНИИ массовая остановка скважин в начале или конце квартала не нужна, что является большим преимуществом метода. Карты изобар составляют на основании замеров забойных давлений без остановки скважин. Лишь периодически, через длительные периоды, скважины исследуют методом восстановления давления для контроля за изменением совершенства скважин.

Анализируя и систематически сравнивая из квартала в квартал карты изобар, устанавливают, как изменяется пластовое давление по эксплуатационному объекту (залежи) в целом и по отдельным участкам (блокам). Сопоставляя эти данные с добычей нефти (газа), определяют режим работы пласта и составляют прогноз добычи нефти (газа) на будущее время.

С помощью карт изобар вычисляют среднее пластовое давление в эксплуатационном объекте (или залежи). На карте выделяют участки,

Рис. 25. Схема сопоставления профиля рассчитанных по методу ВНИИ динамических пластовых давлений (1) с профилем истинных пластовых динамических давлений (2)



где наблюдается сближение изобар. В результате анализа этих участков устанавливают, вызвано ли это сближение увеличением потока жидкости или ухудшенными коллекторскими свойствами пласта, а также определяют проницаемость пласта, скорость перемещения контуров нефтеносности.

Пластовое давление при разработке залежи нефти обычно распределяется следующим образом. Наиболее пониженное давление приурочено к зоне расположения добывающих скважин. Во все стороны от этой площади давление возрастает. Если осуществляют закачку воды, то максимальное давление наблюдается непосредственно на линии расположения нагнетательных скважин.

Учитывая это обстоятельство, среднее давление в пласте определяют для следующих площадей:

для зоны отбора жидкости, т. е. для площади, на которой расположены добывающие скважины;

для зон между нагнетательными и добывающими скважинами;

в целом для площади, охватываемой нагнетательными и добывающими скважинами.

Так как площадь зоны отбора в начальный период разработки, пока проводится разбуривание, сильно меняется, для анализа отдельно вычисляют еще среднее давление для площади в пределах начального контура нефтеносности.

Среднее давление вычисляют как средневзвешенное по площади или по объему.

Величина средневзвешенного давления по площади

$$\bar{p}_{плс} = \frac{p_1 S_1 + p_2 S_2 + \dots + p_n S_n}{S_1 + S_2 + \dots + S_n} = \frac{\sum_i^n p_i S_i}{S}, \quad (2.74)$$

где p_1, p_2, \dots, p_n — средние значения давления в пределах элементов залежи между соседними изобарами, определяемые как средние величины между соответствующими изобарами; S_1, S_2, \dots, S_n — площади указанных элементов залежи, замеряемые по карте планиметром;

$\dot{S} = S_1 + S_2 + \dots + S_n$ – площадь залежи; n – количество элементов площади залежи с равными средними значениями давления.

2.3.4. Природный режим залежей

В нефтяных залежах к основным природным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы; напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды; давление газа газовой шапки; упругость выделяющегося из нефти ранее растворенного в ней газа; силы тяжести нефти. При преобладающем проявлении одного из названных источников различают режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (или режим газовой шапки), растворенного газа, гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах природными источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают газовый и упруговодонапорный режимы.

Природный режим нефтяной залежи необходимо установить уже ко времени составления первого проектного документа на ее разработку. Это нужно для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени обычно еще не бывает данных об эксплуатации залежи, достаточных, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют по косвенным данным на основании изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи, а также режима других залежей в рассматриваемом продуктивном горизонте, уже введенных в разработку.

Изучение водонапорной системы в целом предусматривает выяснение региональных условий залегания горизонта, характера природной водонапорной системы (инфильтрационные, элизионная) и ее размеров, наложения области питания и стока, расположения залежи в водонапорной системе относительно области питания, а также факторов, определяющих гидродинамическую связь различных точек системы (условия залегания, проницаемость, характер неоднородности пласта, наличие тектонических нарушений и др.).

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, геологических условиях, определяющих степень сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкими геолого-физическими характеристиками, для которых природный

режим установлен достаточно надежно, можно использовать в качестве аналога при определении режима новой залежи.

В комплексе перечисленные данные обычно бывают достаточными для определения природного режима новой залежи.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, определения положения ВНК, величины промышленного газового фактора, обводненности скважин, их продуктивности. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины.

2.3.5. Фильтрационные свойства и геологическая неоднородность пластов продуктивного горизонта

Для проведения гидродинамических расчетов при прогнозировании динамической модели залежи на стадии составления технологической схемы разработки обосновываются значения основных параметров, характеризующих емкостные и фильтрационные свойства продуктивных пластов и их геологические неоднородности. В последующем по мере получения новой информации при контроле разработки значения этих параметров уточняются.

Для параметров, характеризующих фильтрационные свойства, определяют средние значения, коэффициент вариации и диапазон изменения абсолютной проницаемости, а также значения фазовых проницаемостей для нефти и воды при разной нефтеводонасыщенности. Строят зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости. Для крупных и средних по запасам месторождений по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти рабочим агентом строят зависимости фазовых проницаемостей для нефти, рабочих агентов, а также для капиллярного давления от водонасыщенности.

Абсолютная проницаемость – один из наиболее изменчивых признаков продуктивных пластов, причем характеристика наблюдаемого признака существенно зависит от метода определения этого свойства: по керну, по ГИС или по данным гидродинамических исследований. Наибольшей изменчивостью характеризуются величины проницаемости, определенные по данным исследований кернов, на

втором месте по изменчивости стоят результаты определения по промыслово-геофизическим данным и на третьем месте – по гидродинамическим исследованиям скважин. Связано это с тем, что каждый из этих трех методов характеризует абсолютную проницаемость несоизмеримых объемов пласта. Так, при определении проницаемости по керну объем цилиндра, вытачиваемого из породы при длине 3 см и диаметре 2 см, составляет $9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$. В той же скважине объем пласта, освещенного геофизическими исследованиями при мощности пласта h , равной, например, 10 м, составит: $(\pi D^2 h) / 4 = (3,14 \cdot 7,5^2 \cdot 10) / 4 \approx 4,4 \cdot 10^2 \text{ м}^3$, где $D = 7,5 \text{ м}$ – диаметр зоны исследования зондом максимального размера. При гидродинамических исследованиях радиус "зоны освещенности" R вокруг этой скважины, исследованной методом восстановления давления, определяется по формуле $R = 1,5 \sqrt{Xt}$, где X – пьезопроводность пласта; t – время исследования. При снятии кривой восстановления давления в пласте с $K = 1000 \text{ см}^2/\text{с}$ в течение 8 ч радиус "зоны освещения" исследованием составит 250 м, и при $h = 10 \text{ м}$ объем пород, к которому относится конечный результат, составит $\pi R^2 h = 3,14 \cdot 250^2 \cdot 10 \approx 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Следовательно, уточнять данные о значениях абсолютной проницаемости, полученные одним из методов, недопустимо с помощью другого метода.

Погрешности точечных определений разными методами также различны. Самые точные данные дают результаты исследования керна.

К основным показателям геологических неоднородностей, используемых для расчета динамической модели залежи при составлении технологической схемы разработки, относятся: коэффициенты расчлененности k_p и песчаности $k_{\text{песч}}$, а также коэффициент распространения коллекторов, характеризующий прерывистость пластов.

Расчлененность продуктивного горизонта на разобщенные, слабо гидродинамически связанные между собой пласты и прослои сказывается главным образом на охвате воздействием пород-коллекторов по разрезу и является определяющим фактором при выделении эксплуатационных объектов. Коэффициент расчлененности k_p представляет собой отношение числа пластов (прослоев) n_p , суммированных по всем скважинам, к общему числу скважин N_p , т. е. в сущности показывает среднее число проницаемых пластов (прослоев), слагающих продуктивный горизонт:

$$k_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N_i \quad (2.75)$$

Характер неоднородности также отражает коэффициент песчаности $k_{\text{песч}}$, равный отношению суммарной эффективной толщины всех проницаемых пластов и пропластков во всех скважинах к общей

суммарной толщине горизонта (объекта разработки) $h_{\text{общ } i}$ в тех же скважинах:

$$k_{\text{песч}} = \frac{\sum_{i=1}^N h_{\text{эф } i}}{\sum_{i=1}^n h_{\text{общ } i}}. \quad (2.76)$$

Коэффициент песчаности $k_{\text{песч}}$ можно также представить в виде отношения объема эффективной части продуктивного горизонта $V_{\text{эф}}$ к общему объему горизонта $V_{\text{общ}}$. Следовательно, коэффициент песчаности $k_{\text{песч}}$ показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта. Коэффициент песчаности является хорошим носителем информации еще и по следующим соображениям: он связан корреляционными зависимостями со многими геолого-физическими параметрами и характеристиками эксплуатационного объекта – расчлененностью, прерывистостью пластов по площади, литологической их связанностью по разрезу и др. Значения этого показателя влияют на основные технологические показатели разработки.

Коэффициенты расчлененности k_p и песчаности $k_{\text{песч}}$ обычно достаточно надежно определяются по небольшому числу разведочных скважин и в последующем нет необходимости их уточнять. Иное положение складывается с количественной оценкой прерывистости продуктивных пластов. Этот показатель оказывает решающее влияние на охват пласта воздействия по площади. Его учитывают при выборе метода заводнения, определении положения и ориентации ряда добывающих и нагнетательных скважин и т. п.

Для количественной оценки прерывистости пластов пользуются коэффициентом распространения пород-коллекторов пласта

$$K_{\text{расп}} = S_{\text{к}} / S_{\text{общ}}, \quad (2.77)$$

где $S_{\text{к}}$ – площадь развития коллекторов; $S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи в пределах внешнего контура нефтеносности.

При оценке прерывистости пласта для прогнозирования охвата пластов воздействием широко применяют метод, предусматривающий разделение всего эффективного объема на непрерывную часть, полулинзы и линзы. Критерием к отнесению объема (площади) служит расположение их относительно контура питания. Считается, что непрерывная часть пласта в процессе разработки будет полностью охвачена воздействием, полулинзы частично (коэффициент охвата $k_{\text{охв.выт.пл}}$ зависит от плотности сетки добывающих скважин и их положения относительно нагнетательных), а линзы вообще не охвачены воздействием со стороны линий нагнетания.

Для количественной оценки степени сложности строения преры-

вистых, фациально изменчивых пластов используют коэффициент сложности

$$K_{\text{слож}} = L_{\text{п.к}} / L_3, \quad (2.78)$$

где $L_{\text{п.к}}$ – периметр (длина) границ замещения коллекторов на неколлекторы или их выклинивание; L_3 – периметр залежи.

Чем больше извилистость границ распространения коллекторов (больше $L_{\text{п.к}}$), тем больше образуется мелких тупиковых зон, охват вытеснением которых затруднен, и тем ниже $K_{\text{слож}}$.

Установлено, что по неоднородным, прерывистым пластам по мере уплотнения сетки скважин коэффициент сложности $K_{\text{слож}}$ постепенно снижается. Это указывает на то, что даже при самой плотной (из применяемых на практике) сетке скважин все детали изменчивости пластов еще остаются неизвестными. Поэтому по мере разбуривания эксплуатационных объектов сеткой добывающих скважин требуется постоянное уточнение $K_{\text{расп}}$ и $K_{\text{слож}}$.

2.3.6. Характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов

На этапе подготовки месторождения к разработке проверяют условия отбора и количество глубинных проб пластовых флюидов, поверхностных проб нефти, газа и воды, отобранных из скважин на разных участках залежи и использованных для определения свойств и состава пластовых жидкостей и газов. Характеризуется представительность этих проб.

Для нефти устанавливают диапазон изменения и средние значения давления насыщения газом, газосодержание, газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, суммарный газовый фактор, плотность, вязкость, объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, температуру насыщения парафином.

Для газа определяют давление начала и максимальной конденсации, плотность, вязкость и содержание стабильного конденсата.

Для пластовой воды оценивают содержание газа, в том числе сероводорода, объемный коэффициент, вязкость, общую минерализацию и плотность.

Анализируют диапазоны изменения и средние значения параметров пластовых жидкостей и газов.

Для крупных месторождений изучают изменения свойств нефти и газа в начальных пластовых условиях по толщине и площади пласта, обосновывают усреднение свойств как по пласту, так и по отдельным его зонам. Приводят данные о компонентном составе разгазированной

и пластовой нефти, фракционном составе разгазированной нефти, ионном составе пластовой воды, составе и свойствах нефтяного газа по ступеням сепарации, плотность и реологические свойства нефти и водонефтяных смесей в зависимости от температуры и содержания воды, теплофизические и другие характеристики нефти и нефтяного газа, необходимые для проектирования системы сбора, разделения и промысловой подготовки нефти и газа, их внешнего транспорта. Для месторождений, на которых проектируется газлифтная эксплуатация скважин, дополнительно приводят составы и свойства газа, рекомендуемого для газлифта.

Для залежей нефти, разработка которых проектируется на режимах истощения, изучают зависимость газосодержания, объемного коэффициента и вязкости нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре.

Для газонефтяных залежей, газонасыщенная часть которых содержит промышленные запасы газа и конденсата, дополнительно изучают состав и свойства пластового газа, зависимости содержания конденсата, объемного коэффициента и вязкости газа и конденсата от давления и пластовой температуры.

Анализируют данные о диапазоне изменения и средних значениях газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой воды в начальных пластовых условиях, ее общей минерализации и ионного состава, возможность выпадения солей из пластовой воды при изменении начальных пластовых условий.

При планировании применения тепловых методов повышения нефтеизвлечения изучают зависимость вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры, растворимость закачиваемого пара в пластовых жидкостях.

Контроль свойств пластовых жидкостей и газов в начальный период разработки осуществляют по отобраным с помощью глубинных приборов пробам в лабораторных условиях.

Для отбора проб нефти используют пробоотборники разных конструкций, отличающиеся по принципу заполнения камеры прибора жидкостью и по принципу управления работой клапанов. Среди пробоотборников первого типа различают приборы со сквозной (проточной) камерой и приборы с наполнением нефти без предварительного протока через камеру (поршневые); среди вторых – автоматически управляемые с помощью реле и управляемые с помощью устройств, требующих технического воздействия с поверхности.

Предпочтительны поршневые пробоотборники, спускаемые с закрытым в камеру клапаном, который открывается после того, как прибор достигает заданной глубины.

Отбор проб из однопластового эксплуатационного объекта обычно не вызывает затруднений. Однако имеются определенные трудности

для отбора представительной пробы из скважины, в которую притекает двухфазный газонефтяной поток. Трудности возникают также при отборе проб нефти из скважин, одновременно эксплуатирующих ряд пластов, содержащих разные по физико-химическим свойствам нефти.

Физические параметры нефти каждого из пластов определяют расчетным путем. Для этого используют данные о свойствах смеси, полученной при определенном режиме работы скважины, и данные профилей притока. Пользуются двумя способами: 1) отбора проб при различных режимах работы скважины; 2) поинтервального отбора проб.

В первом способе в скважине, совместно эксплуатирующей несколько пластов, осуществляют глубинное дебитометрирование на стольких режимах ее работы, сколько пластов подлежит изучению. При каждом режиме работы скважины отбирают глубинную пробу нефтяной смеси в фонтанной колонне обычным способом.

По данным дебитометрирования рассчитывают квоты m каждого i -го пласта для каждого режима J :

$$(m_i)_J = (V_i)_J / (V_{\text{общ}})_J, \quad (2.79)$$

где $(V_i)_J$ и $(V_{\text{общ}})_J$ – пластовый объем продукции, поступающий из отдельного i -го пласта, и общий дебит скважины в пластовых условиях соответственно при работе скважины на режиме.

Затем исследуют глубинные пробы смеси, отобранные на каждом режиме работы скважины, и определяют параметры смеси (A).

По данным о свойствах смеси и квотах пластов составляют для каждого параметра нефти систему уравнений и рассчитывают свойства нефти в каждом из пластов:

$$\begin{aligned} A_I &= x_1(m_1)_I + x_2(m_2)_I + x_3(m_3)_I + \dots + x_n(m_n)_I; \\ A_{II} &= x_1(m_1)_{II} + x_2(m_2)_{II} + x_3(m_3)_{II} + \dots + x_n(m_n)_{II}; \\ A_{III} &= x_1(m_1)_{III} + x_2(m_2)_{III} + x_3(m_3)_{III} + \dots + x_n(m_n)_{III}, \end{aligned} \quad (2.80)$$

где $(m_1)_I, (m_2)_I, (m_3)_I$ – рассчитанные согласно (2.79) квоты пластов 1, 2, 3, ..., n при работе скважины на режиме I; $(m_1)_{II}, (m_2)_{II}, (m_3)_{II}$ – то же на режиме II и т. д.; A_I, A_{II}, \dots, A_n – параметры смеси при соответствующих режимах; $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ – параметры нефти в каждом из пластов.

Если условия позволяют спустить прибор ниже башмака фонтанной колонны непосредственно в зоне дренирования пластов и отойти от традиционного способа отбора проб внутри фонтанной колонны, то в этом случае можно использовать поинтервальный отбор проб. Этот способ предусматривает необходимость только в одном профиле

притока, снятом при том режиме работы скважины, при котором целесообразно отбирать глубинные пробы. Пробы отбирают поочередно над кровлей каждого из пластов. Затем:

по данным дебитометрирования рассчитывают значения квот каждого из пластов по формуле (2.79);

исследуют глубинные пробы, отобранные над кровлей каждого из пластов, и определяют параметры нефтяных смесей;

по данным о свойствах смесей и квотах пластов составляют уравнения и рассчитывают свойства нефти в каждом из пластов.

При контроле изменения свойств газа для определения его состава пробы газа, отобранные глубинными пробоотборниками непосредственно в скважине или из газосепаратора на устье скважины, анализируют в лабораторных условиях. Для компонентного анализа газа, не содержащего конденсат, используют газовые хроматографы. Хроматография заключается в разделении сложных смесей газов на индивидуальные компоненты при их движении вдоль слоя сорбента. Сорбент, находящийся в хроматографической колонне, разделяет сложную анализируемую газовую смесь во временную последовательность бинарных смесей газоносителя с одним из анализируемых компонентов (метаном, этаном, пропаном, бутаном, пентаном, гексаном). После прохождения бинарных смесей через газоанализатор получают хроматограмму – последовательность пик, каждая из которых характеризует содержание определенного компонента в анализируемой смеси в процентах. Время хроматографического анализа одной пробы газовой смеси на современных хроматографах около 6 мин.

При разработке газоконденсатных месторождений кроме контроля динамики состава газа необходимо проводить контроль за газоконденсатной характеристикой. Для этого пробы газа отбирают с помощью передвижных стационарных установок и затем исследуют на установке УГК-3, основной частью которой является бомба pVT . После исследования пробы газа на установке УГК-3 на различных режимах строят кривую содержания газового конденсата в зависимости от пластового давления.

Контроль за составом газа при разработке газоконденсатных месторождений нужно проводить дважды – после сепарации газа на нефтепромысле и отделения нестабильного конденсата и после выделения газа в результате стабилизации конденсата (на заводе при дальнейшем снижении давления).

Контроль изменения свойств воды в процессе разработки осуществляется путем отбора проб глубинными пробоотборниками или на устье скважины с последующим их анализом. Анализы вод проводят как в стационарных, так и в полевых гидрохимических лабораториях.

В качестве полевой лаборатории наиболее широко используется лаборатория А. А. Резникова.

При исследовании вод в первую очередь определяют содержание ионов Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , а также плотность и pH воды.

Для изучения изменения газовой фазы пластовой воды (CO_2 , H_2S и др.) пробы необходимо отбирать глубинными пробоотборниками и исследовать в стационарной лаборатории.

Сравнение ряда анализов пластовой воды на различные даты позволяет охарактеризовать происходящие в пласте процессы и предпринимать меры для предотвращения нежелательных явлений, таких, как выпадение гипса в призабойной зоне скважины.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие особенности информации, необходимой для подготовки залежей нефти и газа к промышленному освоению?
2. Какие получают данные при изучении керна, при проведении геофизических исследований скважин, при опробовании пластов, необходимые для составления статической модели залежи?
3. Какие задачи пробной эксплуатации разведочных скважин?
4. Какие проводятся исследования в процессе пробной эксплуатации?
5. Как определяются забойное и пластовое давления в различных технических условиях в скважинах?
6. В чем заключается сущность метода установившихся отборов и какая получается информация с помощью этого метода?
7. В чем заключается сущность метода восстановления давления и какая получается информация с помощью этого метода?
8. В чем заключается сущность метода изучения взаимодействия скважин и какая получается информация с помощью этого метода?
9. В чем заключается сущность прогнозной динамической модели, создаваемой на стадии подготовки залежи к разработке?
10. Какие основные показатели разработки используются и как моделируется их динамика при составлении прогнозной динамической модели залежи?
11. Как учитываются при составлении динамической модели залежи природный режим, фильтрационные свойства, геологическая неоднородность продуктивных пластов и физико-химические свойства пластовых флюидов?

3. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ НА I И II СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

На начальных стадиях разработки создаются запроектированные системы разработки и условия для их нормального функционирования; производится массовое бурение добывающих и нагнетательных

скважин; увеличивается добыча нефти, газа, конденсата и, достигнув предусмотренного проектным документом уровня, удерживается на нем максимально возможное время; осваивается система воздействия на продуктивные пласты путем закачки энергоносителя; создается система контроля разработки. Для этих стадий характерны свои особенности в части применяемых методов и способов контроля разработки. В связи с тем, что в добывающих и нагнетательных скважинах керн отбирают в незначительном количестве, объем информации из этого источника резко падает. Вместе с тем, объем информации, получаемой методами ГИС и особенно гидродинамическими методами, резко возрастает.

На начальных стадиях разработки в связи с массовым бурением скважин основного фонда продолжают работы по контролю за процессом бурения, освоения и исследования скважин. Наряду с этим в связи с необходимостью вовлечения в разработку большего объема залежи широко начинают применять методы изучения работы пластов в добывающих и нагнетательных скважинах, такие, как глубинная потокометрия, термометрия и др.

На залежах с повышенной вязкостью нефти организуется контроль за обводненностью продукции.

3.1. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ НА I И II СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Методы изучения работы пластов в скважинах, эксплуатирующих однопластовые и многопластовые объекты, существенно различаются. В случае однопластового объекта, когда в скважине перфорирован только один, сравнительно однородный пласт, работу скважины можно отождествлять с работой самого перфорированного пласта. Дебит (приемистость) скважины, замеренный на поверхности, ее обводненность и другие показатели обычно полностью соответствуют дебиту (приемистости), обводненности и т. п. именно этого пласта. Поэтому работу пласта в однопластовом эксплуатационном объекте изучают стандартными методами, выполняемыми при наблюдении за работой скважины и подробно изложенными в разделе 2.1.1.

В многопластовом объекте, когда совместно эксплуатируются два и более пластов, судить по работе скважины о работе каждого перфорированного в ней пласта или прослая обычно невозможно. Дело в том, что дебит (приемистость) скважины в этом случае представляет собой сумму дебитов работающих в ней пластов. Обводненность продукции скважины в целом также ничего не говорит об обводненности отдельных пластов, так как среди них могут быть как безводные, так и высокообводненные. То же касается и других показателей.

Исходя из этого для изучения работы пластов многопластового объекта требуется применение специальных методов, позволяющих фиксировать показатели работы каждого пласта в отдельности. К их числу относятся методы глубинной потокометрии, термометрии, плотнометрии и влагометрии, фотоколориметрии, закачки меченых веществ и др. В настоящее время из их числа наиболее широко применимы различные методы глубинной потокометрии.

В основном применяются два метода глубинной потокометрии: механическая и термокондуктивная потокометрия.

Механическая потокометрия. Метод механической потокометрии основан на непосредственном измерении скорости движения потока в стволе скважины по частоте вращения турбинки (вертушки), высоте подъема поплавка и т. п. Замеряя скорость потока и ее изменение по стволу скважины, можно судить о дебитах или приемистости работающих в ней пластов, а также выделять пласты, не отдающие или не принимающие жидкость.

На основании изменения скорости потока строят график изменения суммарного расхода (дебита или объема закачки) по стволу скважины или график поинтервального дебита (приемистости) против перфорированных интервалов продуктивного разреза. Такие графики называются профилями притока (поглощения) жидкости. Приборы, предназначенные для замера скорости движения потока в стволе добывающих скважин, называют дебитомерами, а нагнетательных — расходомерами.

Дебитомеры и расходомеры бывают с местной регистрацией и дистанционные. В приборах с местной регистрацией измерения величина регистрируется устройством, помещенным в самом скважинном снаряде. Преимущество таких дебитомеров (расходомеров) состоит в относительной простоте конструкции, отсутствии специального наземного оборудования (каротажных станций) и в возможности производить измерения силами персонала промысла.

Однако на практике получили распространение преимущественно дебитомеры и расходомеры с дистанционной передачей показаний. В дистанционных приборах замеренный параметр преобразуется в электрический сигнал и по кабелю передается на поверхность, где и регистрируется на каротажной станции. Преимущество дистанционных дебитомеров-расходомеров заключается в возможности непосредственного наблюдения за ходом регистрации измерений, их качества и результатов и при необходимости корректировки проводимых исследований вплоть до их повторения без предварительного подъема прибора на поверхность.

Глубинный дебитомер-расходомер имеет следующие основные узлы: датчик, воспринимающий движение флюида и вырабатывающий электрический сигнал, величина которого функционально связана со

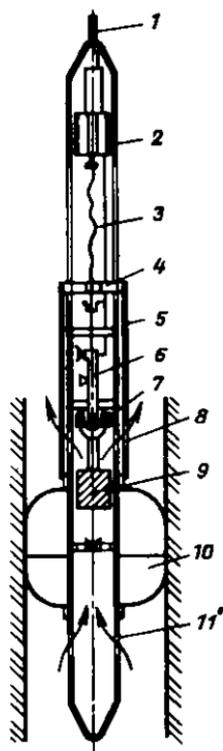


Рис. 26. Принципиальная схема дебитомера турбинного типа

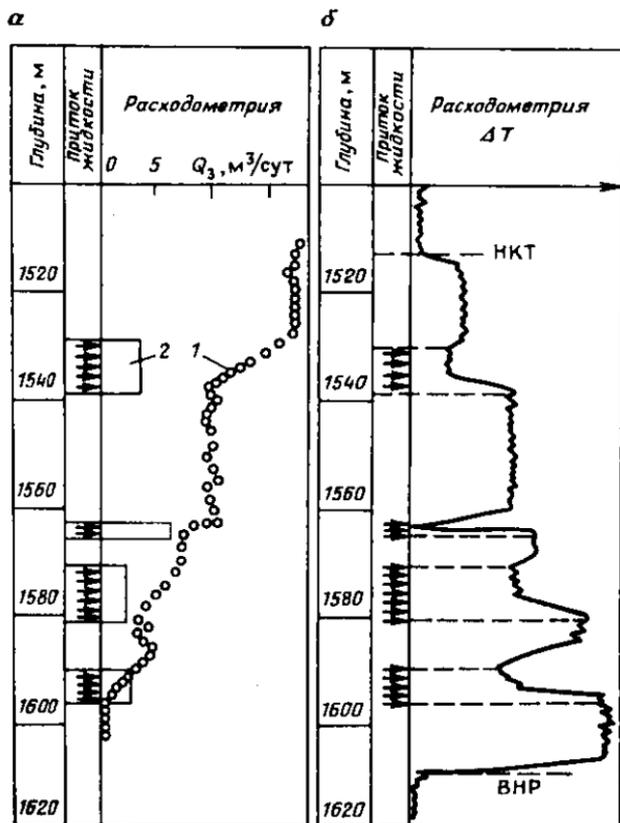


Рис. 27. Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (б) дебитомерами: 1 — интегральная дебитограмма; 2 — дифференциальная дебитограмма; НКТ — башмак насосно-компрессорных труб; ВНР — водонефтяной раздел

скоростью потока; пакер, перекрывающий пространство между корпусом прибора и обсадной колонной (стенками скважины) для направления всего потока жидкости через канал, в котором расположен датчик; механизм управления пакером, служащий для дистанционного раскрытия или закрытия пакера на заданной глубине.

Дебитомеры с абсолютной пакеровкой обеспечивают проход всего потока через измерительный канал. Материалом для абсолютного пакера служат либо маслостойкая резина, либо специальная эластичная ткань. Ей придают форму цилиндра с продольными гофрами, концы которого плотно закреплены с корпусом прибора. Перед спус-

ком прибора в скважину пакер складывают так, что его диаметр не превышает диаметра корпуса прибора. Для раскрытия пакера внутрь его насосом закачивают промывочную жидкость, в результате чего пакер раздувается и, приобретая овальную форму, прижимается к обсадной колонне. Имеются конструкции с электромеханическим приводом раскрытия пакера за счет сгибания нескольких пар гибких пластин, к которым прикреплена ткань пакера.

Не полностью перекрывают зазор между прибором и колонной зонтичные пакеры. Их преимущество – более простая система раскрытия с помощью специального микродвигателя, питаемого током по кабелю. В дебитомерах с местной регистрацией пакеры раскрываются специальными спусковыми механизмами, оборудованными реле времени. Имеются простые дебитомеры без пакеров, которые применяются при измерении больших расходов жидкости или газа, а также при стационарной установке прибора в скважине, когда доля флюида, проходящего через датчик, остается примерно постоянной.

На рис. 26 изображен механический дебитомер-расходомер турбинного (вертушечного) типа. Измерительным элементом в нем служит рагуженная гидрометрическая турбинка. Поток жидкости, проходя через окна 8 и 11, вращает турбинку 9, на общей оси с которой установлен постоянный П-образный магнит 7. Этот магнит через стенку герметичной камеры (из немагнитного материала) управляет установленным в камере магнитным прерывателем тока 6. Замыканием и размыканием электрической цепи, подключенной к кабелю 1, создаются электрические импульсы, число которых совпадает с числом оборотов турбинки.

Пакер 10 представляет собой чехол из ткани, натянутый между парами пластинчатых пружин. Пакер раскрывается электрическим приводом, состоящим из электродвигателя и ходового винта 3. Винт 3, ввинчиваясь в траверсу 4, двигает подвижную трубу 5 относительно корпуса вниз. При этом труба 5, нажимая на пластинки пакера, выгибает их наружу и, расправляя ткань пакера, перекрывает кольцевое пространство между дебитомером и колонной. Одновременно с этим окно 8 на трубе 5 совмещается с соответствующим окном в корпусе 2, открывая путь для движения всего потока жидкости через струенаправляющую трубу дебитомера, где установлена турбинка 9. При обратном направлении вращения ходового винта 3 пластинки пакера распрямляются и ткань складывается вокруг прибора.

Исследования могут проводиться при непрерывном движении прибора по стволу скважины либо "по точкам", т. е. на отдельных глубинах при неподвижном приборе. Последний способ наиболее типичен для дебитомеров с абсолютными пакерами.

При обработке результатов замеров на основании данных эталонировки прибора от регистрируемых импульсов в минуту переходят к

абсолютной величине – дебиту в $\text{м}^3/\text{сут}$ или $\text{т}/\text{сут}$. Дебит можно выражать и в относительных величинах – долях от полного дебита выше верхнего интервала перфорации. Рассчитанные таким образом величины откладывают по оси абсцисс диаграммной бумаги против соответствующих глубин.

Полученная кривая, показывающая количество (дол.) жидкости, проходящей через сечение скважины на разных глубинах, называется интегральной дебитограммой (рис. 27). Она показывает суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. На дебитограмме в интервалах притока отмечается рост показаний, а в интервалах поглощения – их уменьшение. Приращение показаний в определенном интервале пропорционально количеству жидкости, отдаваемой этим интервалом. Так, на рис. 27 притоки жидкости наблюдаются в четырех интервалах, отмеченных стрелками, причем максимальный приток ($7 \text{ м}^3/\text{сут}$, или около 40%) связан с верхним интервалом (1529–1539 м).

Интегральную дебитограмму обычно преобразуют в дифференциальную (рис. 27), показывающую интенсивность притока (поглощение) на единицу мощности работающего пласта. Для этого величину приращения показаний на интегральной кривой делят на мощность перфорированного интервала, в пределах которого наблюдается приращение.

Непрерывную регистрацию диаграмм изменения дебита с глубиной обычно производят беспакерными дебитомерами или дебитомерами с неполной пакеровкой. Замеры проводят как при подъеме, так и при спуске прибора в скважину. В этом случае при построении дебитограмм вводят поправку на скорость движения прибора, так как измеряемая прибором скорость потока является относительной (сумма скоростей жидкости и прибора) и отличается от истинной скорости потока на скорость движения прибора. Если прибор движется навстречу потоку, чувствительность механических дебитомеров возрастает.

Термокондуктивная потокометрия. Этот метод основан на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости, в который он помещен. В качестве такого датчика обычно используются резисторы, изготовленные из материала с большим температурным коэффициентом, т. е. заметно изменяющим свое электрическое сопротивление при изменении температуры (жгутики медной проволоки, термисторы и т. п.).

Наиболее широкое распространение получил термоэлектрический скважинный дебитомер СТД, работающий по принципу термоанемометра. Сопротивление датчика дебитомера нагревается проходящим по нему током, и его температура становится выше температуры жидкости в скважине. В местах притока жидкости датчик охлаждается, в результате чего изменяется его сопротивление. Это изменение реги-

стрируется измерительным прибором или фоторегистратором каротажной станции.

Переход от приращений сопротивлений к скорости движения жидкости осуществляется по эталонной кривой, получаемой в результате эталонировки прибора, т. е. измерения его показаний при различных скоростях потока в трубе того же диаметра, что и диаметр обсадной колонны.

На рис. 27 приведена дебитограмма, полученная термокондуктивным дебитомером СТД. При прохождении прибора через интервал, на котором в скважину поступает жидкость и, следовательно, изменяется скорость движения потока, за счет изменения теплообмена изменяется сопротивление чувствительного элемента. По этому изменению и выделяют отдающий (работающий) интервал.

Подошва интервала поступления жидкости в скважину отмечается по началу спада кривой (при движении прибора сверху вниз), а кровля — по минимуму или (при его отсутствии) по точке перегиба кривой.

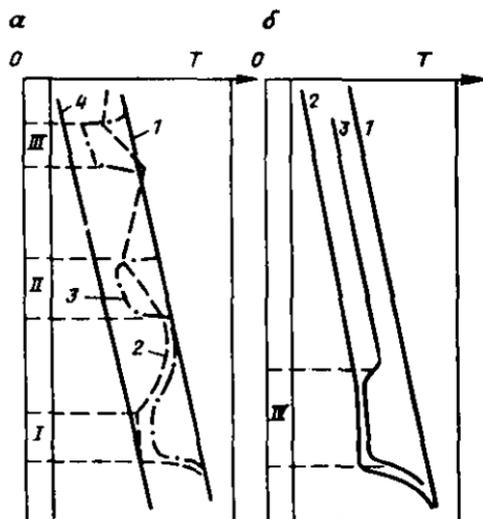
Вследствие более сильного влияния потока жидкости, перпендикулярного к оси прибора (радиального потока), по сравнению с потоком вдоль оси скважины в кровле отдающих жидкость интервалов часто наблюдается минимум, выше которого отмечается некоторый рост показаний.

Количественное определение дебита в интервале притока проводят по разнице σT между показаниями ΔT (см. рис. 27) ниже интервала и выше интервала притока. Переход от значений σT к дебиту выполняется по градуировочной кривой. Поскольку теплопроводность нефти, газа и воды различная, приращение сопротивления в каждой из этих трех сред при одной и той же скорости потока различно. Поэтому эталонировочная кривая должна быть получена для каждой из них отдельно.

Исследования глубинными дебитомерами, как правило, проводят в действующих скважинах. Лишь при необходимости выявления межпластовых перетоков исследуют остановленные скважины. В фонтанных и газлифтных скважинах дебитомеры опускают через лубрикатор и лифтовые трубы, которые должны быть приподняты выше интервала перфорации и оборудованы специальной воронкой для прохождения прибора. В глубинно-насосных скважинах измерения выполняют дебитомерами, опускаемыми в межтрубное пространство по серповидному зазору между колонной и насосно-компрессорными трубами через отверстия в планшайбе. В насосных скважинах, оборудованных ЭЦН, используют приборы, спущенные перед насосом.

Термометрия. Метод термометрии скважин основан на измерении температуры по стволу скважины, выявлении и интерпретации тепловых аномалий на начальном тепловом фоне, вызванных работой

Рис. 28. Схематические термограммы в действующих добывающей газовой (а) и нагнетательной (б) скважинах



пластов. Метод применяется при изучении работы пластов в добывающих газовых, добывающих нефтяных и нагнетательных скважинах. Температура обычно измеряется скважинными электрическими термометрами сопротивления.

В добывающих газовых скважинах расширение газа при поступлении из пласта в скважину обычно сопровождается его охлаждением (эффект Джоуля—Томсона). В результате против газоотдающих интервалов наблюдается температурная аномалия. Степень охлаждения газа при поступлении в скважину увеличивается при увеличении депрессии, при которой работает пласт. Обычно при увеличении депрессии на 1 МПа температура газа снижается на несколько сотых долей градуса.

Схематические термограммы, показывающие изменение температуры в скважине с тремя газоотдающими пластами (I—III), показаны на рис. 28. Термограмма 1 на этом рисунке показывает фоновое изменение с глубиной начальной температуры до начала эксплуатации скважины. Линия 4 против газоотдающих пластов показывает температуру газа, поступившего из пласта в скважину. Она смещена относительно термограммы 1 на величину T , равную охлаждению газа из-за дроссельного эффекта (при условии одинаковой депрессии при работе всех трех пластов).

Кривая 2 описывает изменение температуры газа по стволу действующей скважины. Ниже нижнего интервала притока температура близка к начальной (фоновой). Вверх по стволу скважины в подошве самого нижнего газоотдающего пласта температура снижается до температуры газа, поступившего из пласта (термограммы 2 и 4 почти совпадают). Выше нижнего газоотдающего пласта газ в стволе начинает

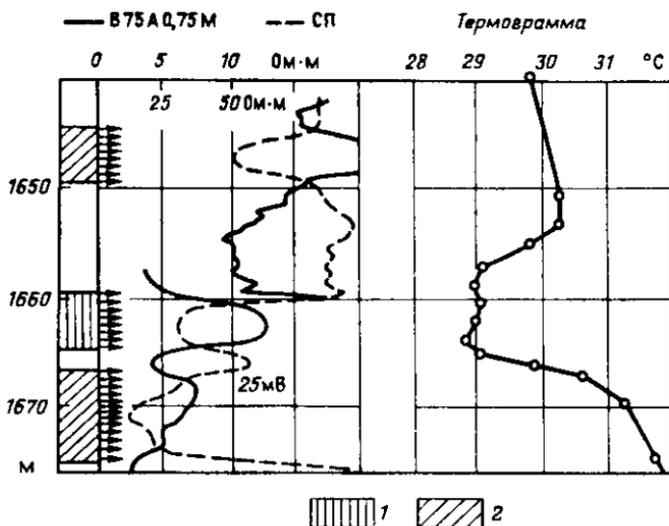


Рис. 29. Термограмма нагнетательной скважины.
Пласты: 1 — работающие, 2 — неработающие

нагреваться за счет теплообмена с более теплыми стенками скважины. Чем больше дебит нижнего пласта, тем медленнее происходит прогрев.

В интервале второго газоотдающего пласта температура вновь уменьшается, теперь из-за смешения идущего снизу частично прогретого газа с охлажденным газом, поступившим из второго пласта. Чем больше отношение дебитов второго и нижнего пластов, тем больше это снижение температуры против второго пласта. Аналогичная картина наблюдается в интервале третьего (верхнего) пласта. Снижение температуры здесь зависит от отношения его дебита к суммарному дебиту нижних пластов.

Зная температуру газа против нижнего пласта, температуру смеси в кровле каждого вышележащего пласта и температуру газа, поступающего из пласта, можно рассчитать относительные дебиты всех работающих пластов. Отсюда, определив на устье общий дебит скважины, можно получить и абсолютный дебит каждого из пластов. Однако точность определения абсолютного дебита обычно не очень высока, так как депрессии при работе разных пластов обычно бывают различными и известны лишь весьма приближенно.

При длительной работе газовой скважины прискважинная часть работающих пластов охлаждается до температуры, близкой к температуре поступившего газа (термограмма 4). Поэтому после остановки скважины в течение довольно значительного времени против этих

интервалов сохраняется отрицательная температурная аномалия. Это позволяет их выделять по термограмме, полученной и после остановки скважины (кривая 3 на рис. 28). Более того, пласты с относительно малыми дебитами при этом могут выделяться даже четче, чем на термограмме действующей скважины (кривая 2).

Эффект Джоуля–Томсона наблюдается и при истечении жидкости – нефти и воды. Но в отличие от газа жидкости при поступлении в скважину нагреваются. Однако величина эффекта для жидкости в несколько десятков раз ниже, чем для газа. Поэтому его использование требует значительно более высокоточных термометров, например, определяющих не абсолютную температуру, а ее приращение.

В нагнетательных скважинах метод термометрии дает хорошие результаты благодаря различной степени охлаждения пород, просто контактирующих со стенками скважины при закачке холодной воды, и пород, поглощающих эту воду. Обычно в стволе действующей нагнетательной скважины устанавливается наведенный тепловой режим, отличающийся от природного, и температурная кривая приобретает вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки против не принимающих воду интервалов разреза температура быстро восстанавливается против поглощающих интервалов – длительное время остается сниженной. На температурной кривой, снятой при остановке скважины, поглощающие пласты четко фиксируются отрицательными аномалиями температуры.

На рис. 29 приведена термограмма нагнетательной скважины, снятая через некоторое время после прекращения закачки. На термограмме видно, что из трех перфорированных пластов в этой скважине воду принимает только один – средний.

Фотоколориметрия нефти и определение содержания микрокомпонентов в ней. Описанные выше методы выделения работающих и неработающих пластов требуют проведения исследований в стволе скважин непосредственно против продуктивных пластов. Однако в ряде случаев проводить такие работы крайне затруднительно или даже невозможно, это относится, в частности, к скважинам наклонно-направленного бурения и к скважинам, эксплуатирующимся механизированным способом. Здесь применяются косвенные и вспомогательные методы, которые могут дать значительную информацию.

Основан метод на определении коэффициента светопоглощения нефти $k_{сп}$, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола и асфальтенов). $k_{сп}$ нефти определяют путем исследования небольшой по количеству пробы нефти (несколько кубических сантиметров), отобранной на устье скважины, с помощью фотоколориметра. Обычно величина $k_{сп}$ изменяется в достаточно широких пределах по

площади залежи и по мощности, поэтому из скважин добывается "меченная" природой нефть, обладающая определенными свойствами в каждой точке пласта.

Изменение величины $k_{\text{сп}}$ нефти позволяет наиболее надежно судить о приобщении к работе в данной скважине новых пластов вследствие изменения режима эксплуатации скважины, изменения условий закачки воды, гидроразрыва пластов, дострела новых пачек продуктивных пород и т. п. В этом случае добавление притока нефти из новых пластов в общую продукцию скважины четко фиксируется скачкообразным изменением величины $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти.

Если точно установлены закономерности изменения $k_{\text{сп}}$ нефти по площади залежи и по вертикали от пласта к пласту, то, систематически измеряя его величину, можно установить направления перемещения нефти в пластах.

Как правило, значение $k_{\text{сп}}$ увеличивается от свода к периферии залежи и от кровли к подошве пласта. Так, $k_{\text{сп}}$ нефти горизонта D_1 Бавлинского месторождения возрастает от 192 ед. в присводовой части залежи до 450 ед. вблизи внешнего контура нефтеносности. В процессе разработки этого однопластового относительно монолитного эксплуатационного объекта с применением законтурного заводнения происходит стягивание контуров нефтеносности. В результате нефть из периферийных частей залежи перемещается к скважинам внутренних ее частей. Соответственно $k_{\text{сп}}$ добываемой из этих скважин нефти возрастает.

Путем периодического построения карт значений $k_{\text{сп}}$ нефти в изолиниях и их сопоставления можно судить о направлении линий тока жидкости в пласте и скорости ее движения. Надежное решение задач такого рода возможно лишь по однопластовым объектам разработки, где величина изменения $k_{\text{сп}}$ нефти по площади значительно превосходит величину его изменения по разрезу.

При совместной добыче нефти из двух пластов с известными резко отличающимися величинами $k_{\text{сп}}$ зная величину общего $k_{\text{сп}}$ добываемой из этих пластов нефти, нетрудно рассчитать относительные дебиты каждого пласта. Такие количественные расчеты дебитов с успехом проводятся для многих месторождений Татарии, Оренбургской и Тюменской областей. Для ряда месторождений также определены перемещения нефти по площади залежей.

Многопластовые объекты нередко характеризуются резким изменением значений $k_{\text{сп}}$ нефти по разрезу, в результате чего пласты или группы пластов имеют разные диапазоны значений $k_{\text{сп}}$. Так, по верхним пластам горизонта D_1 Ромашкинского месторождения $k_{\text{сп}}$ равен 350–450 ед., а по нижним – более 450 ед. На Западно-Сургутском месторождении в Западной Сибири в пласте B_1 $k_{\text{сп}}$ нефти изменяется от

543 до 301 ед., а в разрабатываемом совместно с ним пласте B_{10} — в диапазоне 120–310 ед.

Учитывая резкое различие $k_{\text{сн}}$ нефтей разных пластов, по величине $k_{\text{сн}}$ нефти, получаемой из скважины, можно судить, какие пласты в ней работают на дату замера.

При точно установленных закономерностях изменения $k_{\text{сн}}$ нефти по мощности объекта разработки и площади каждого пласта можно рассчитать количественное распределение дебитов между совместно работающими пластами. Так, при двухпластовом объекте доли пластов в общем дебите скважины равны

$$q_1 = (k_{\text{сн}2} - k_{\text{сн.см}}) / (k_{\text{сн}2} - k_{\text{сн}1}); \quad (3.1)$$

$$q_2 = (k_{\text{сн.см}} - k_{\text{сн}1}) / (k_{\text{сн}2} - k_{\text{сн}1}), \quad (3.2)$$

где q_1, q_2 — относительные дебиты соответственно первого и второго пластов; $k_{\text{сн}1}, k_{\text{сн}2}$ — значения $k_{\text{сн}}$ нефти соответственно первого и второго пластов; $k_{\text{сн.см}}$ — $k_{\text{сн}}$ смеси нефти двух пластов, полученной из скважины.

Закачка меченого вещества (радиоактивных изотопов). С помощью метода меченого вещества можно надежно выделить поглощающие пласты, контролировать результаты воздействия на призабойную зону с целью интенсификации закачки воды или добычи нефти (гидроразрыв, кислотная обработка и др.), выявлять затрубную циркуляцию и нарушения герметичности колонны. Для решения этих задач меченое вещество выявляют в тех же скважинах, куда оно было введено. Его ввод в скважину и в пласты осуществляют следующими способами: продувкой насосами растворов и смесей или введением в поток воды, закачиваемой в скважину; инъекцией глубинными инжекторами; закачкой в пласт песка, обработанного радиоактивными веществами.

Введенное в скважину на твердых носителях и в распыленном виде меченое вещество оседает в естественных и искусственных трещинах, крупных порах пород, дренажных каналах перфорации, трещинах и каналах цементного камня, а также на внутренней поверхности колонн. Меченое вещество в растворенном состоянии адсорбируется породой. После подачи меченого вещества ствол скважины промывается водой или нефтью до полной его очистки от этого вещества, после чего проводятся исследования по его выявлению за колонной. Как правило, используются радиоактивные вещества, и соответственно их индикация производится методами ГК и ИНК. Для надежной интерпретации диаграмм тем же прибором выполняется контрольный замер до подачи в скважину радиоактивных веществ.

На рис. 30 приведены результаты исследования методом изотопов одной из нагнетательных скважин Ромашкинского месторождения в

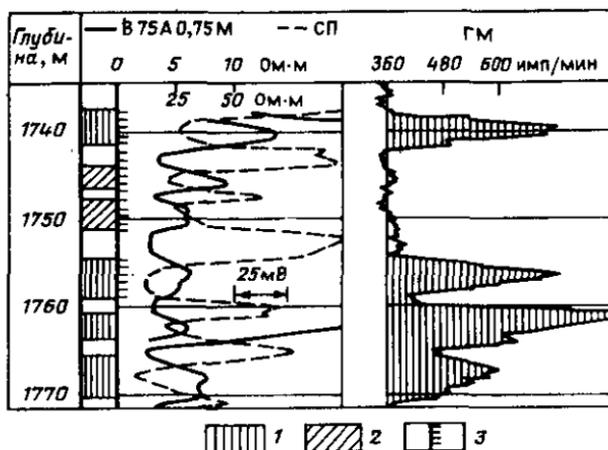


Рис. 30. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами. Пласты: 1 – работающие, 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

Татарии. В скважине перфорированы четыре продуктивных пласта со сходной коллекторской характеристикой, в которые производится совместная закачка воды. На диаграмме ГМ видно, что воду принимают только два из этих пластов – верхний и нижний. В то же время из диаграммы следует, что в связи с некачественным цементированием колонны часть воды поступает также в два залегающих ниже неперфорированных пласта (такие нежелательные случаи не единичны и их влияние имеет большое практическое значение, поскольку позволяет устранять непроизводительные потери воды).

По тому же принципу выделение пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах, может осуществляться путем закачки вместе с водой веществ, обладающих аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов и фиксируемых в пластах методом импульсного нейтронного каротажа.

Недостаток метода заключается в том, что он дает только качественную картину. Поэтому в последние годы метод радиоактивных изотопов чаще применяют для выявления заколонного движения воды при некачественном цементировании.

3.2. МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГВОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗРАБОТКЕ)

На I и II стадиях разработки применяются преимущественно те методы, которые позволяют строить динамические модели, наиболее

полно отражающие соответствие реально создаваемого геолого-технического комплекса проектным решениям, оценивать эффективность применяемой системы разработки и определять наиболее эффективные меры по скорейшему выводу залежи на проектный уровень добычи и удерживание этого уровня максимально длительное время.

На последующих стадиях разработки (III и IV), когда снижается добыча нефти и газа и приступают к довыработке оставшихся запасов углеводородов, применяются преимущественно такие геолого-промысловые методы, с помощью которых строят динамические модели, позволяющие намечать эффективные меры по максимальному снижению падения добычи нефти и газа и обеспечению наиболее высокого конечного коэффициента использования недр.

На начальных стадиях разработки результаты контроля разработки и составленная на их базе динамическая модель чаще всего представляются в проектном документе, получившем название "Авторский надзор за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и газовых месторождений". На последующих стадиях разработки работы по контролю обычно обобщаются в документах, называемых "Анализ разработки нефтяного (газового) месторождения" или "Уточненный проект (проект доработки) нефтяного и газового месторождений". Однако нет строгой регламентации, на какой стадии разработки составляется тот или иной проектный документ. Все зависит от реальной обстановки. Так, в случае резкого расхождения проектных и фактических показателей на ранней стадии разработки может осуществляться анализ разработки и даже составляться уточненный проект разработки. Так же, как и на поздних III и IV стадиях, иногда выполняются работы по авторскому надзору.

3.2.1. Сущность динамической модели залежи на I и II стадиях разработки

Динамическая модель залежи, составляемая на начальных стадиях разработки, чаще всего представляется в Авторском надзоре за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и газовых месторождений. Под авторским надзором подразумевается контроль за реализацией технологической схемы (проекта) разработки залежи нефти или газа с обоснованием внесения в случае необходимости уточнений в принятые технологические решения. Авторским надзором этот контроль называется, поскольку его обычно выполняет организация – автор технологической схемы (проекта) разработки.

В авторском надзоре можно выделить три основные части:

ретроспективная динамическая модель ГТК за прошедший период разработки с оценкой текущего состояния разработки объекта;

сопоставление проектной и фактической динамики технологических показателей разработки с выяснением причин их расхождения;

обоснование мероприятий по обеспечению проектной добычи нефти (газа) и регулированию и совершенствованию применяемой системы разработки.

Первые две части несут непосредственно контрольные функции и поэтому остановимся на них подробнее.

В первой части, описывающей ретроспективную динамическую модель ГТК, вначале приводятся изменения представлений о геолого-физической характеристике объекта, происшедшие к моменту проведения авторского надзора в результате получения и обобщения новой информации о строении залежи. В частности, отмечаются изменения основных параметров пласта, физико-химических свойств жидкостей и газа, энергетической характеристики, запасов нефти и газа. При необходимости приводится изменение запасов нефти и газа, в том числе распределение их по зонам, а также сопоставление подсчетных параметров, принятых в целом и для этих зон, указывается, за счет каких подсчетных параметров произошли изменения. Дается детальное обоснование, на основе какой исходной информации (геолого-промысловой, геофизической, данных керна и т. п.), ее количества и качества внесены изменения в геолого-физическую характеристику залежи. Приводятся различные геологические графические материалы — профили, карты, схемы и др., на которых показано уточненное положение контуров нефтеносности, тектонических нарушений, линий замещения или выклинивания коллекторов, ограничивающих залежь.

Динамическое состояние залежи за прошедший период отображается, во-первых, с помощью графика разработки. На этот график наносят основные показатели разработки за каждый год: добычу нефти, газа и жидкости за год, среднегодовую обводненность продукции, пластовое давление на конец года, закачку в пласт энергоносителя за год, компенсацию отбора закачкой, фонд добывающих и нагнетательных скважин на конец каждого года, среднесуточный дебит одной скважины и др.

Поскольку в начальный период разработки особенно важно поведение пластового давления, динамическая модель должна быть охарактеризована серией карт изобар на разные даты, показывающие изменение пластового давления в пределах объекта разработки по мере увеличения отбора нефти и освоения системы поддержания пластового давления.

Текущее состояние разработки характеризуют следующие технологические показатели, определенные на дату составления авторского надзора как в абсолютном выражении, так и в процентах по отношению к уровням утвержденного варианта разработки:

- уровни отбора нефти, газа, жидкости;
- обводненность добываемой продукции;
- темп отбора нефти (газа) от начальных извлекаемых запасов;

объем закачки энергоносителя;
обеспеченность закачкой воды текущей и накопленной с начала разработки;
пластовое давление среднее по залежи в зоне отбора и на линиях нагнетания;
стадия разработки.

При оценке текущего состояния разработки детально анализируется и состояние фонда пробуренных скважин. При этом из числа пробуренных и переведенных с других горизонтов выделяются: действующие и бездействующие, находящиеся в освоении после бурения и в консервации, ликвидированные по геологическим причинам, переведенные под закачку и переведенные на другие горизонты и т. д.

Также детально анализируется состояние фонда нагнетательных и специальных скважин. Указываются средние дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Приводится количество проектных скважин, оставшихся для бурения.

При анализе текущего состояния разработки фонд действующих скважин распределяется по дебитам жидкости и обводненности. Количество интервалов значений обводненности и дебитов выбирается в каждом конкретном случае индивидуально в зависимости от степени обводненности скважин и диапазона изменения их дебитов.

Также характеризуется состояние фонда малodeбитных скважин с дебитом нефти 5 т/сут и меньше, в том числе по способам эксплуатации и с указанием причин их малodeбитности.

Выделяются три основные причины малodeбитности:

технические, связанные с существенным ухудшением призабойной зоны скважины в процессе бурения или при аварийных работах, а также с прорывом чужой воды из-за некачественного цементирования;

технологические, связанные с высокой обводненностью скважины вследствие подхода фронта закачиваемой воды или из-за снижения пластового давления в районе скважины ниже давления насыщения;

геологические, связанные с низкой естественной продуктивностью из-за плохих фильтрационных свойств пласта.

На основании всей указанной выше информации делается вывод об удовлетворительном или неудовлетворительном текущем состоянии разработки объекта.

Одним из важнейших разделов Авторского надзора является сопоставление проектной и фактической динамики технологических показателей разработки и выяснения причин их расхождения. Сопоставляются между собой проектные показатели утвержденного варианта разработки по годам и фактические показатели за последние пять (десять) лет разработки. Для каждого показателя в числителе указываются его проектные, а в знаменателе – фактические величины.

3.2.2. Динамика технологических показателей разработки

В качестве основного критерия соответствия проектной и фактической добычи являются уровни добычи нефти и газа за последние пять лет. При существенном расхождении проектных и фактических уровней добычи нефти и газа следует выявить причины этого и указать их. При наличии существенных отклонений других фактических показателей от проектных также следует выяснить и указать приведшие к этому несоответствию причины.

При составлении перечня причин отклонения от проекта их следует группировать. Обычно выделяют три основные группы причин: геологические, технологические и организационно-технические. При этом следует исходить из того, что наиболее часто геологические причины вызывают:

- снижение средних дебитов скважин в результате более широкого распространения зон малопродуктивных коллекторов, чем это принято в проектном документе;

- уменьшение действующего фонда за счет ликвидации скважин по геологическим причинам (отсутствие в разрезе пластов-коллекторов) или перевода на другие горизонты;

- более низкую приемистость нагнетательных скважин, чем предполагалось;

- неравномерность охвата воздействием по площади и наличие значительных зон, не получающих воздействие от закачки.

Технологические причины часто приводят к:

- неполному охвату воздействием многопластового объекта;

- неравномерному продвижению воды по более проницаемым прослоям и пластам и, следовательно, более интенсивному обводнению продукции, чем предусмотрено проектом.

Организационно-технические причины наиболее часто приводят к: сокращению отбора обводненной продукции из-за недостатка мощностей по подготовке (обезвоживанию) нефти;

- сокращению фонда действующих скважин из-за несвоевременного перевода их на механизированную добычу;

- уменьшению фонда действующих скважин из-за недостаточных мощностей цехов капитального ремонта скважин;

- недостаточной компенсации отбора жидкости закачкой воды из-за отставания с вводом в действие системы поддержания пластового давления.

В группе организационно-технических причин особо следует выделять причины, связанные с недостатком реальных мощностей буровых предприятий, строительных организаций, вспомогательных цехов, обслуживающих нефтедобычу, необеспеченностью материально-техническими ресурсами и т. д.

3.2.3. Определение охвата объема залежи процессом разработки

Одна из самых важных задач на I и II стадиях разработки – обеспечение наиболее полного вовлечения в процесс дренирования всего объема объекта разработки. Это приобретает особую актуальность и остроту при разработке залежей при искусственном воздействии на продуктивные пласты. В этих условиях в силу неоднородности пластов-коллекторов, из которых складывается объект разработки, очень часто в начальный период довольно значительная часть объема залежи оказывается не вовлеченной в разработку и требуется применить серьезные усилия по регулированию разработки, а подчас и по существенному совершенствованию всей системы воздействия, чтобы обеспечить дренирование всего объема залежи.

В таких случаях особо важное значение приобретает оценка степени охвата продуктивного объема процессом вытеснения нефти. Охваченной процессом вытеснения считают ту часть эксплуатационного объекта, где в результате поступления в пласты нагнетаемой воды не снижается пластовое давление, благодаря чему скважины эксплуатируются с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивной характеристике перфорированных пластов.

Степень воздействия закачиваемой воды на объем эксплуатационного объекта принято оценивать коэффициентом охвата вытеснением $k_{\text{охв.выт}}$.

Коэффициент охвата вытеснением $k_{\text{охв.выт}}$ представляет собой отношение части эффективного объема залежи (эксплуатационного объекта) $V_{\text{охв.выт}}$, участвующей в дренировании под воздействием вытесняющего агента (воды), к общему эффективному объему залежи (объекта) $V_{\text{общ}}$:

$$k_{\text{охв.выт}} = V_{\text{охв.выт}}/V_{\text{общ}} \quad (3.3)$$

Коэффициент охвата оказывает большое влияние на конечную нефтеотдачу и темпы добычи нефти. Достижение наибольшей величины коэффициента охвата вытеснением играет решающую роль при выборе системы разработки для новой залежи и является основной целью развития и совершенствования этой системы, а также управления протекающими в пластах процессами на протяжении всего периода разработки.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения различают коэффициент охвата по толщине и коэффициент охвата по площади. Коэффициент охвата вытеснением по толщине $k_{\text{охв.выт}} h$ определяется в скважине как отношение нефтенасыщенной нефтенасыщенной толщины объекта. В нагнетательных скважинах новой толщины, подвергающейся воздействию, к суммарной эффектив-

испытывающими воздействие считают те пласты и прослои эксплуатационного объекта, в которые поступает нагнетаемая вода, а в добывающих скважинах — пласты и прослои, активно отдающие нефть в условиях стабильного или даже возрастающего пластового давления.

Коэффициент охвата вытеснением по площади $k_{\text{охв.выт } s}$ определяют для каждого пласта эксплуатационного объекта в отдельности. Численно он равен отношению площади, охваченной процессом вытеснения, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи.

Величины $k_{\text{охв.выт } h}$, $k_{\text{охв.выт } s}$ и $k_{\text{охв.выт } s}$ зависят в первую очередь от геологической характеристики эксплуатационного объекта. Большое влияние оказывают также степень соответствия принятой системы разработки геологической характеристике объекта, условия ее реализации и соотношение объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой жидкости.

Коэффициент охвата вытеснением по толщине монолитного однородного пласта, полностью разбуренного в соответствии с проектным документом, можно считать равным единице. В таком пласте давление, создаваемое нагнетаемой водой, равномерно перераспределяется как по горизонтали, так и по вертикали.

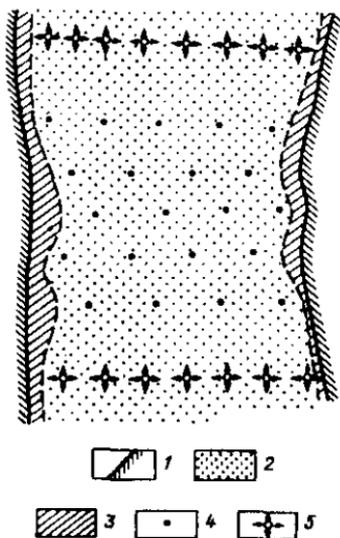
На охват однопластового объекта процессом вытеснения по площади в первую очередь оказывают влияние проницаемость коллекторов ($k_{\text{пр}}$ и соотношение вязкостей пластовой нефти μ_n и вытесняющей воды $\mu_v \mu_o = \mu_n / \mu_v$), определяющие фильтрационные свойства пласта. При прочих равных условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости пласта и уменьшением вязкости нефти. Поскольку указанные свойства меняются в разных направлениях, для характеристики фильтрационной способности пласта используют их отношение $k_{\text{пр}} / \mu_o$, называемое подвижностью нефти в пластовых условиях, или проводимостью пласта. Как показывает опыт разработки, при пониженной подвижности нефти ($k_{\text{пр}} / \mu_o < 0,1 \text{ м}^4 / \text{Н} \cdot \text{с}$) влияние от разрезающего ряда нагнетательных скважин распространяется не далее 1–1,5 км в каждую сторону от него. Поэтому в таких условиях ширину полос между разрезающими рядами принимают не более 2–3 км. При высокой подвижности нефти ($k_{\text{пр}} / \mu_o > 0,1 \text{ м}^4 / \text{Н} \cdot \text{с}$) влияние нагнетания воды распространяется на более далекое расстояние, поэтому ширину полос между линиями разрезания можно принимать большей — до 4–5 км.

Завышение ширины полос при разрезании залежей или применение законтурного заводнения при большой ширине залежи приводит к тому, что внутренняя, удаленная от нагнетательных скважин часть площади не испытывает воздействия.

Большое влияние на степень охвата пласта вытеснением по площади оказывает его неоднородность. В связи с зональной неоднород-

Рис. 31. Схема охвата процессом вытеснения прерывистого продуктивного пласта:

1 — границы распространения коллекторов; зоны пласта: 2 — охваченная процессом вытеснения, 3 — не охваченная процессом вытеснения; скважины: 4 — добывающие, 5 — нагнетательные



ностью пласта нагнетательные скважины характеризуются существенно различной приемистостью, а на отдельных участках эксплуатационных объектов в связи с весьма низкой проницаемостью коллекторов или с их отсутствием обеспечить закачку воды не удастся совсем. Это приводит к тому, что некоторые внутренние участки площади остаются невключенными в процесс вытеснения. Наличие локальных участков отсутствия коллекторов, участков с низкой проницаемостью, дизъюнктивных нарушений между нагнетательными и добывающими скважинами ограничивает распространение влияния закачки на отдельные части площади.

Таким образом, величина коэффициента охвата воздействием монолитного пласта, имеющего неоднородное строение, зависит от расположения нагнетательных и добывающих скважин относительно экранирующих элементов пласта. Расположение скважин без учета характера неоднородности пласта увеличивает количество и размеры участков, не испытывающих влияния закачки вследствие их экранирования. Кроме того, вне процесса вытеснения оказываются локальные участки около границ распространения коллекторов, за добывающими скважинами, хотя на них влияние закачки и распространяется (рис. 31).

На этапах проектирования разработки учесть при размещении проектных скважин неоднородность во всех ее деталях не удастся, так как она бывает изучена еще не в полной мере. Однако общие закономерности могут быть учтены. В условиях часто наблюдаемого залегания терригенных коллекторов с разной мощностью и проницаемостью

в виде чередующихся полос причудливой формы примерно одного простирания ряды нагнетательных скважин целесообразно располагать вкрест простирания пояса. Сокращение размеров не охваченных вытеснением краевых участков зон залегания коллекторов возможно за счет более плотной сетки скважин основного фонда, а также за счет бурения скважин резервного фонда.

Величина коэффициента охвата вытеснением по площади тесно связана также соотношением объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из него жидкости (в пластовых условиях). Если это соотношение менее единицы, т. е. закачка меньше отбора, значит удаленные от нагнетательных скважин участки площади испытывают недостаточное воздействие или не испытывают его вовсе вследствие экранирующего влияния действующих добывающих скважин, расположенных вблизи нагнетательных. Соответствие объема нагнетаемой воды объекту добываемой из пласта жидкости является, таким образом, одной из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением по площади.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта явления, рассмотренные для однопластового объекта, могут быть свойственны каждому из пластов в отдельности. При этом на разных участках объекта в плане могут совмещаться зоны пластов как с примерно одинаковой, так и с существенно различающейся характеристикой охвата вытеснением. Это бывает связано с неравномерным охватом по мощности, выражающимся в том, что в скважинах могут быть пласты как вовлеченные в процесс вытеснения, так и неработающие. Следует иметь в виду, что выполняемое из экономических соображений объединение неоднородных пластов для совместной разработки объективно приводит к снижению в той или иной мере степени охвата каждого из них по площади процессом вытеснения. Это обусловлено особенностями работы пластов в нагнетательных скважинах. Установлено, что при совместной перфорации в нагнетательных скважинах пластов с существенно различной проницаемостью воду принимают пласты с повышенной проницаемостью, в то время как в менее проницаемые пласты вода не поступает.

Методика оценки коэффициента охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения основана на использовании карт охвата пластов вытеснением, характеризующих размеры и площади зон вытеснения. Для однопластового эксплуатационного объекта строят одну такую карту, для многопластового их количество соответствует числу пластов в объекте.

Эти карты строят на определенные даты, например на дату проведения авторского надзора. Для построения карты охвата воздействием того или иного пласта используется графическая основа, на которой нанесены: местоположение нагнетательных, добывающих и конт-

рольных скважин; границы распространения коллекторов разной продуктивности; тектонические нарушения; положение начальных контуров нефтегазоносности и другая информация о строении продуктивного пласта. Около каждой скважины наносят всю имеющуюся информацию о работе этого пласта – дебит и его динамику, способ эксплуатации, обводненность, пластовое давление и депрессию на пласт и т. д. Затем начинают комплексный геолого-промысловый анализ всей имеющейся информации с целью выделения зон пласта, охваченных и не охваченных воздействием.

Большое значение при построении этих карт имеет соотношение объемов закачки воды и отбора жидкости. С помощью этого показателя уверенно оценивается охват воздействием относительно крупных участков залежи, в пределах которых фильтрационно-емкостные свойства пласта мало меняются. При выделении таких участков желательно, чтобы они имели четкие границы по смене литолого-коллекторских свойств пород или располагались по обе стороны от нагнетательного ряда. Размеры и количество участков выбирают в зависимости от размещения рядов нагнетательных скважин относительно границ смены коллекторов с разной продуктивностью, их приемистости, дебитов добывающих скважин и т. п. с таким расчетом, чтобы показатели работы как нагнетательных, так и добывающих скважин в пределах каждого участка имели близкие характеристики, но достаточно различались между соседними участками. На каждом участке следует показать площадь, которую предположительно занимает закачанная вода.

По скважинам каждого из выделенных участков определяют суммарные (по всем добывающим скважинам) объемы отбора жидкости в пластовых условиях и суммарные (по всем нагнетательным скважинам) объемы закачиваемой воды. Участки, по которым имеется компенсация отбираемой жидкости объемом закачки, могут быть отнесены к хорошо охваченным воздействием.

В пределах тех участков, по которым объем текущего отбора больше текущей закачки, можно ожидать наличие зон, не охваченных или слабо охваченных воздействием. На участках, где закачка не производится, воздействие обычно отсутствует, хотя возможно некоторое влияние со стороны соседних участков, хорошо охваченных воздействием.

Изучение динамики пластового давления дает возможность достаточно уверенно судить о характере охвата воздействием отдельных участков и пласта в целом. При этом имеется хорошая возможность дифференцировать участки по степени их охвата воздействием. На участках объекта разработки, достаточно охваченных воздействием, пластовое давление в эксплуатационных скважинах в течение длительного времени остается стабильно повышенным или имеет тенден-

цию к росту при высоких темпах добычи нефти. На участках с недостаточным воздействием пластовое давление слабо снижается; на участках, не охваченных воздействием, давление снижается весьма интенсивно даже при низких темпах добычи нефти. Анализ производится путем сопоставления карт изобар на ряд последовательных дат и выделения участков с разной степенью охвата воздействием.

По картам изобар по резкому снижению пластового давления можно установить местоположение литологических или тектонических экранов, препятствующих распространению влияния от нагнетания воды.

О степени охвата отдельных участков процессом вытеснения можно судить и по показателям работы скважин. Так, о расположении скважин в зонах влияния закачки говорит их устойчивый дебит, соответствующий продуктивности пласта.

Комплексный анализ всех данных, характеризующих эксплуатацию скважин и участков пласта, позволяет достаточно надежно нанести на карту распространения коллекторов границы зон, охваченных вытеснением, а в ряде случаев и дифференцировать эти зоны по степени активности процесса. При этом можно выделить три группы зон.

I. Зоны пласта с достаточным (активным) охватом процессом вытеснения. Это участки пласта на карте охвата вытеснением, в пределах которых благодаря восполнению закачкой достаточно высоких отборов нефти обеспечиваются высокое пластовое давление и активная работа всех скважин с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивности пласта.

II. Зоны с недостаточным (ослабленным) охватом процессом вытеснения, соответствующие на картах охвата вытеснением участкам пласта, которые в связи с ограниченными объемами нагнетания воды или с частичной экранированностью испытывают недостаточное воздействие, что приводит к снижению пластового давления и пониженным дебитам, не соответствующим продуктивности пласта.

III. Зоны, не охваченные процессом вытеснения нефти водой, т. е. участки пласта, в пределах которых влияние закачки воды практически не наблюдается и происходит (или уже произошло) резкое снижение пластового давления.

Значительные трудности представляет количественная оценка фактического охвата многопластового объекта процессом вытеснения. Для этого необходимо определить $k_{\text{охв.выт}}$ для каждого пласта в отдельности и затем перейти к оценке этого показателя для объекта в целом. Однако показатели работы скважин в этих условиях (приемистость, дебит, давление и др.) отражают работу какой-то суммы пластов — всех пластов объекта или, если в скважине работают не все пласты, — их части, обычно не известно какой. Следовательно, показатели

работы скважины в целом, как правило, нельзя использовать для характеристики охвата разработкой отдельных пластов.

В связи с этим при изучении охвата вытеснением многопластового объекта необходим синтез всех материалов, включая данные об особенностях геологического строения объекта разработки, показатели эксплуатации скважин и залежи, в целом, данные о закачке воды и все материалы по исследованию пластов в скважинах различными методами. Методика такого обобщающего синтеза зависит от конкретных условий каждого месторождения. Однако накопленный опыт проведения подобных работ позволяет наметить некоторые общие методические приемы, которые можно использовать для большинства многопластовых объектов разработки.

В каждой действующей нагнетательной и добывающей скважине выделяют работающие и неработающие пласты, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин распределяют между работающими пластами.

Полезно разделить имеющиеся материалы по степени их надежности на три группы и начать работу с наиболее достоверных данных. К первой группе материалов (наиболее надежных) относятся данные по скважинам, в которых перфорирован только какой-либо один пласт; ко второй – в которых перфорированы два или более пластов, но работает только один; к третьей – в которых работают два и более пластов. Для решения вопроса о числе работающих пластов в данной скважине можно привлекать широкий круг не только прямых методов исследования скважин, в том числе и таких, которые дают лишь качественный ответ – работает или не работает данный пласт (термометрия, термокондуктивная дебитометрия, метод меченого вещества), но и косвенных.

Косвенные методы основаны на сопоставлении особенностей геологического строения объекта разработки с работой пластов и скважин. Прежде всего выясняется соответствие перфорированных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. В условиях заводнения вытеснение нефти происходит из тех пластов, куда поступает закачиваемая вода. Поэтому, если в нагнетательных скважинах отсутствует или не перфорирован какой-либо пласт, то можно полагать, что он не будет работать и в соседних добывающих скважинах, даже если там он перфорирован. Затем изучаются материалы по взаимодействию добывающих и соседних нагнетательных скважин, которые играют большую роль в выяснении охвата залежи воздействием. Решать вопрос о взаимодействии скважин позволяют результаты анализа изменений дебитов и давлений в добывающих скважинах во времени, а также сопоставление их с изменением режима работы и установок нагнетательных скважин. Различия в характере разрезов скважин, данные о наличии или отсутствии взаимодействия соседних

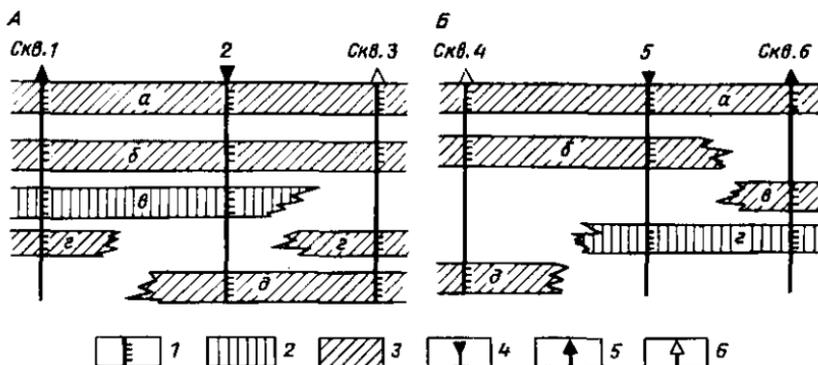


Рис. 32. Схема выделения работающих пластов по характеру взаимодействия скважин:

А — работает только пласт в; Б — работает только пласт г. Пласты: 1 — перфорированные, 2 — работающие, 3 — неработающие; скважины: 4 — нагнетательные, 5 — добывающие, хорошо реагирующие на закачку, 6 — добывающие, не реагирующие на закачку; а — д — индексы пластов

скважин, как правило, дают возможность достаточно уверенно судить о том, какие из пластов разреза рассматриваемой скважины принимают участие в работе, а какие нет. Обычно в промышленной практике называют одноименными те пласты, которые вскрыты в разрезе как добывающей, так и нагнетательной, а разноименными — пласты, вскрытые только в одной из этих скважин. Если в разрезах рассматриваемых скважин перфорированы и одноименные, и разноименные пласты, то добывающая скважина не реагирует на закачку воды, это означает, что в нагнетательной скважине одноименные пласты воду не принимают. Если же взаимодействие между скважинами существует, то нет сомнений в том, что в нагнетательной скважине принимает воду один или несколько одноименных пластов (рис. 32).

Наименее достоверны материалы третьей группы. Чем больше пластов совместно участвует в работе, тем ниже достоверность получаемых данных. Основная задача при анализе материалов третьей группы — количественное определение дебита (приемистости) каждого работающего пласта. В начале анализа эта задача решается на качественном уровне — определяется, какие из перфорированных пластов работают, а какие нет. Затем количественно оценивается распределение дебитов между пластами.

При распределении дебитов (приемистости) между пластами учитывают соотношения значений толщины и проницаемости пластов в каждой рассматриваемой скважине. Правильность распределения оценивают путем сравнения анализируемой части участка с другими его частями с близкой характеристикой, хорошо освещенными глубинными исследованиями, и при необходимости вносят коррективы.

При распределении объемов добычи и закачки между пластами необходимо учитывать соотношение накопленной добычи и закачки по каждому пласту и условия работы скважин. При значительном дефиците закачки пластовое давление снизится и пласт в большинстве скважин либо совсем не будет отдавать нефть, либо будет эксплуатироваться с невысокими дебитами. При превышении объема закачки над объемом отбора, наоборот, скважины устойчиво фонтанируют даже при высокой обводненности продукции. Несоответствие между балансом закачки и отбора и условиями работы скважин из данного пласта свидетельствует о неправильном распределении объемов закачки воды и добычи жидкости между пластами многопластового объекта разработки.

Комплексное использование всех указанных методических приемов позволяет распределить объемы добычи нефти и закачки воды между работающими в каждой скважине пластами, выделить неработающие пласты и использовать эти данные для оценки степени охвата запасов каждого из пластов воздействием. Для наглядности по каждому пласту строят карты влияния закачки, где условными знаками выделяют зоны с различным влиянием закачки.

В пределах каждой из зон различного влияния закачки можно подсчитать запасы нефти и затем определить долю запасов, подвергшихся различному влиянию закачки. Такие данные дают наглядное представление об охвате запасов воздействием, о состоянии разработки многопластового объекта. Степень охвата пластов влиянием закачки в значительной степени зависит от особенностей их литологического строения. Наиболее полный охват характерен для однородных выдержанных пластов, распространенных в зоне как нагнетания, так и отбора. Прерывистые неоднородные пласты обычно отличаются наименьшим охватом влияния закачки. Для пластов с полосообразным развитием коллекторов охват воздействием зависит от пространственной ориентации линий разрезания. Если они проходят вкрест простирания песчаных полос, то охват будет существенно выше, чем при линиях разрезания, вытянутых вдоль полосы развития коллекторов. При линейном размещении нагнетательных скважин слабо охватываются воздействием линзовидные пласты.

Показатель охвата пластов воздействием, который определяется по картам влияния закачки, отражает эффективность применяемой системы разработки. Чем выше его величина, тем эффективнее система. Кроме того, этот показатель позволяет обосновывать различные геолого-технические мероприятия по улучшению условий разработки и повышению конечного коэффициента нефтеотдачи. Наконец, по изменению величины охвата пластов воздействием во времени можно объективно судить об эффективности осуществленных геолого-технических мероприятий по совершенствованию систем разработки.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие основные особенности геолого-промыслового контроля на I и II стадиях разработки залежей нефти и газа?
2. В чем заключается сущность методов получения информации на I и II стадиях разработки для проведения контроля разработки?
3. Какая используется методика построения динамической модели залежи на I и II стадиях разработки?
4. В чем заключается сущность динамической модели залежи на I и II стадиях разработки?
5. В чем заключается методика оценки охвата объема залежи процессом разработки?

4. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ НА III И IV СТАДИЯХ ДОБЫЧИ

Как известно, III стадия характеризуется более или менее интенсивным снижением уровня добычи в связи с отбором основных запасов нефти и сокращением фонда действующих скважин из-за обводнения, а IV стадия связана с невысокими темпами отбора остаточных запасов и иногда называется завершающей стадией довыработки запасов. На этих стадиях залежи обычно разрабатываются в соответствии с проектами или уточненными проектами, основная направленность мероприятий которых на III стадии предусматривает максимальное снижение темпа падения добычи нефти, а на IV стадии – максимально полное извлечение оставшихся в недрах запасов нефти и газа.

Соответственно этим двум задачам должен быть подчинен и контроль разработки на поздних ее стадиях.

4.1. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ НА III И IV СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

На поздних стадиях разработки широко используют все описанные выше методы получения информации, применявшиеся на I и II стадиях. Наряду с этими методами все в более широких размерах начинают применяться другие методы. Так, для контроля работы пластов целесообразны закачка трассирующих индикаторов, определение содержания микроэлементов в нефти.

Надо подчеркнуть, что чем ранее начинают на объекте применяться эти методы, тем больший эффект они дадут. На III и IV стадиях разработки целесообразно организовать наблюдение за изменением свойств нефти, газа и воды. Для этих стадий разработки характерно широкое применение различных промыслово-геофизических методов контроля за перемещением контактов в процессе вытеснения нефти водой. Обычно в общем объеме исследований на поздних стадиях разработки многопластовых месторождений промыслово-геофизические

методы становятся ведущими, так как только с их помощью можно обеспечить действенный контроль за довыработкой запасов нефти из расчлененных неоднородных объектов.

4.1.1. Изучение работы пластов

Как уже отмечалось, на III и IV стадиях изучения работы пластов широко применяются различные методы глубинной потокометрии: механический, термокондуктивный, термический. Особенно эффективно применение на этих стадиях глубинных влагомеров в комплексе с промыслово-геофизическими методами, позволяющих выделять в многопластовом объекте обводняющиеся пласты.

При контроле разработки весьма перспективно применение трассирующих индикаторов (меченых веществ), закачиваемых в пласт с нагнетаемым энергоносителем (водой). Метод меченого вещества позволяет судить о направлении и скорости движения закачиваемого флюида, определять гидродинамическую связь между отдельными пластами многопластового объекта, получать сведения о степени проницаемости разных пластов и т. п.

Трассирующие индикаторы должны удовлетворять целому ряду требований. Индикатор должен легко растворяться в наблюдаемой (закачиваемой) жидкости, нефти, воде (либо давать соединения, растворимые в ней) и не растворяться в других жидкостях, насыщающих пласт. Он должен сохранять свои физико-химические свойства при фильтрации по пласту-коллектору и с достаточной точностью фиксироваться в широком диапазоне концентраций. Одно из основных требований – он должен быть безопасным для персонала, проводящего измерения, не представлять угрозы загрязнению окружающей среды, быть дешевым, простым в обращении, доступным для применения.

В качестве меченых веществ используются: радиоактивные изотопы, в том числе изотоп трития ^3H ; вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов; химические индикаторы – стабильные радикалы, различные красители, флюоресцин, роданистый аммоний и др. В первом случае наличие меченых веществ выявляют методом гамма-каротажа (ГК), во втором – методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК), в третьем – химическим анализом проб добываемой продукции.

Наиболее широко применяются два способа:

1. Способ контрольных скважин предусматривает прослеживание трассирующего радиоактивного индикатора естественным фильтрационным потоком, вызванным отбором флюида из добывающих скважин. Радиоактивный индикатор закачивает в пласт, после чего скважину консервируют. Появление радиоактивного индикатора фиксируется на забое специальных неперфорированных контрольных сква-

жин методами ГК и ИНК (в зависимости от радиоактивных свойств индикатора) или в продукции добывающих скважин.

2. Второй способ выполняется в процессе воздействия на пласт путем закачки воды в нагнетательные скважины. Для этого создается оторочка меченой воды, которая проталкивается к забоям добывающих скважин обычной водой. В этих случаях добываемую из скважин жидкость исследуют на содержание трассирующего индикатора.

В последние годы показана возможность использования в качестве индикаторов движения нагнетаемой в пласт воды стабильных радикалов. Радикалом называется атом или группа атомов (молекула), обладающие свободным неспаренным электроном. Наличие неспаренного электрона в молекуле придает ей как высокую реакционную способность, так и специфические магнитные свойства. Это позволяет при создании соответствующих резонансных условий наблюдать переходы электрона с одного энергетического уровня на другой методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Чувствительность метода ЭПР при регистрации радикалов достигает 10^{-7} – 10^{-9} моль/л или 10^{-5} – 10^{-7} г/л.

Исследования свойств стабильных нитроксильных радикалов показали, что они отвечают практически всем требованиям, предъявляемым к индикаторам движения пластовой жидкости. Кроме того, существует возможность использования радикалов различной структуры. Вид исходной структуры радикалов определяет его свойства. Варьируя исходной структурой стабильных радикалов, можно получить индикаторы, растворимые только в воде, только в нефти или одновременно в нефти и воде.

Применение на промыслах получили такие индикаторы, как флуоресцин и роданистый аммоний. Роданистый аммоний NH_4ONS не адсорбируется породами, стабилен в воде с любым рН, легко определяется в исследуемых пробах при минимальной концентрации.

Применение метода меченых веществ – индикаторов – следует считать особенно эффективным при площадных системах заводнения, когда каждая добывающая скважина окружена нагнетательными. Появление воды в добывающей скважине в этом случае может быть связано с ее подходом от любой из соседних нагнетательных скважин. Выяснить фактическое направление движения потоков и установить, какая из нагнетательных скважин привела к обводнению, можно с помощью меченых веществ, вводимых в закачиваемую воду.

Необходимо подчеркнуть, что метод меченого вещества – один из наиболее трудоемких и поэтому на практике применяется в довольно ограниченных масштабах, не всегда соответствующих его эффективности.

Для контроля за характером заводнения продуктивных пластов, направлением фильтрационных потоков и т. п. успешно применяются

гидрохимические методы, основанные на исследовании стабильных и нестабильных компонентов, содержащихся в попутной воде, добываемой вместе с нефтью.

В большинстве случаев нагнетаемая вода существенно отличается по своему химическому составу от пластовой, поэтому обычный химический анализ попутной воды с определением содержания ее естественных компонентов часто может дать ценную информацию об источниках поступления воды в добывающие скважины и о путях ее движения по пластам.

Анализ проводится по тем же пробам, которые отбираются для установления обводненности. В пробах определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды.

Гидрохимический метод контроля по естественным компонентам на нефтяных месторождениях наиболее эффективен при применении законтурного (приконтурного) заводнения и при любом заводнении истощенных пластов, обводненной пластовой водой во время их разработки на естественном режиме. Для оценки количественных соотношений долей закачиваемой и пластовой вод в попутной воде предварительно проводят лабораторные опыты по смешиванию этих вод и определению количественного содержания характерных компонентов в этих смесях. В качестве наиболее уверенных естественных индикаторов для определения пропорций смешивающихся вод следует использовать самые стабильные компоненты их состава, не вступающие в реакции с образованием твердых или газообразных веществ. Такими компонентами являются ионы хлора, натрия, микрокомпоненты.

Гидрохимический метод применяется при заводнении истощенных и ранее обводнившихся пластовой водой залежей в Азербайджане. На основе тщательного контроля за составом попутной воды выяснено проникновение закачиваемой воды в различные участки залежей и оценена скорость ее перемещения. В сочетании с другими геолого-промысловыми материалами эти данные использовались для выравнивания фронта закачки, в результате чего был получен прирост добычи нефти и сокращена обводненность продукции.

При законтурном заводнении пресной речной водой нефтяных залежей Урало-Поволжья с высокоминерализованными пластовыми водами для контроля за подходом нагнетаемой воды обычно используют простейшие показатели – естественные индикаторы: плотность, минерализацию и содержание хлора.

Широкое распространение получил гидрохимический метод на нефтяных месторождениях Чечни и Ингушетии. Благодаря опытам по смешиванию различных пластовых и закачиваемых вод выявлены стабильные компоненты-индикаторы состава смешивающихся вод, составлены карты распространения пресных закачиваемых вод и вы-

числены скорости их перемещения, удовлетворительно совпадающие со скоростью перемещения радиоактивных изотопов, введенных в закачиваемую воду на тех же участках, что подтвердило правомерность использования гидрохимического метода по естественным компонентам вод.

В некоторых случаях для гидрохимического контроля заводнения продуктивных пластов кроме стабильных компонентов их состава можно использовать и нестабильные компоненты, в частности, сульфат-ион. Увеличенное его количество в попутной воде по сравнению с нагнетаемой и пластовой водами может свидетельствовать о подходе нагнетаемой пресной воды, оказывающей выщелачивающее действие на сульфатные породы пласта, или же о поступлении в залежь посторонних вод по плоскостям тектонических нарушений.

В качестве индикатора могут использоваться и другие естественные компоненты природных вод. Например, четко выявляемым элементом-индикатором некоторых пластовых вод является радий. Для тех месторождений, где в пластовых приконтурных водах содержится повышенное количество закономерно распределенного изотопа радия (^{226}Ra), в процессе разработки и подъема ВНК содержание этого элемента в добываемой продукции снижается, он может быть использован для контроля за перемещением ВНК.

Данный способ дает возможность в течение некоторого промежутка времени получать информацию о ВНК в работе тех скважин, где ВНК уже прошел (в том числе по законтурным наблюдательным скважинам).

4.1.2. Изучение изменения насыщенности пластов в процессе выработки запасов (заводнение)

В настоящее время разработано и применяется на практике значительное количество различных методов контроля заводнения продуктивных пластов. К их числу относятся прямые методы, такие, как контроль по данным о динамике обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические, а также косвенные, основанные на систематизации и обобщении различной геолого-промысловой информации. При контроле заводнения многопластовых объектов доминирующая роль отводится методам промысловой геофизики. Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды в залежь на основании систематического наблюдения за динамикой обводнения добывающих скважин. Этот метод наиболее простой и не требует применения специальных приборов.

Появление воды, вытесняющей нефть, в ранее безводных добывающих скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне залежи и в ней перфорирована только верхняя нефтенасыщенная часть пласта, начало ее обводнения обычно свя-

зано с подъемом ВНК и примерно совпадает с моментом, когда поверхность текущего ВНК достигла нижних перфорационных отверстий. Однако следует учитывать, что в случае монолитного пласта из-за разрушения глинистой корки между пластом и заколонным цементным камнем или из-за конусообразования появление воды в скважине может произойти, когда текущий ВНК еще находится ниже перфорационных отверстий на 2–4 м.

Для определения положения текущего ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважины предложены различные формулы и эмпирические зависимости. Однако точность количественных определений положения ВНК этим способом довольно низка. Причем она увеличивается при соотношении вязкостей нефти и воды, близком к 1, и резко снижается при увеличении этого соотношения. Поэтому показателями обводненности скважин следует пользоваться лишь для качественных суждений: если обводненность низкая, значит текущий ВНК находится в нижней части интервала перфорации, а если высокая – ближе к верхней части.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной во внутреннем контуре нефтеносности залежи, указывает на то, что текущий внутренний контур в районе этой скважины переместился, и теперь она оказалась в водонефтяной зоне. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через разные скважины, можно фиксировать его положение на разные даты и определять скорость перемещения на различных участках залежи.

Переход скважины на работу чистой водой (полное обводнение) указывает на прохождение через эту точку залежи текущего внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключаются (прекращается их эксплуатация) при обводненности 96–98%.

Метод контроля по обводненности скважин полезно комплексировать с гидрохимическим методом, основанным на наблюдении за изменением химического состава воды, добываемой вместе с нефтью. Особенно это важно на залежах, где вытеснение нефти происходит как за счет пластовой воды в результате подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности, так и за счет пресной закачиваемой воды.

Данные о начале обводнения скважины закачиваемой водой, обычно отличающейся по своему химическому составу от пластовой, дают возможность достаточно уверенно фиксировать подход передней границы фронта нагнетаемой воды. Однако при этом нельзя судить, по какой части мощности пласта закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая часть пласта на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Применяя методы контроля по обводнению скважин, всегда

следует иметь в виду, что появление воды может быть связано не только с технологическими причинами – заводнением пластов, но и с техническими – некачественное цементирование, негерметичность колонны и др. Поэтому для анализа следует привлекать только те данные по обводненности, которые получены по технически исправным скважинам, в которых исключена заколонная циркуляция.

Использование данных об обводнении скважин для контроля заводнения многопластовых объектов значительно менее эффективно, чем однопластовых. Ими можно пользоваться лишь в том случае, если точно известно, в какой из пластов многопластового объекта внедрилась вода. Если же в скважине воду дают два или большее число пластов, то информация по этой скважине об ее обводнении для целей контроля оказывается мало пригодной. Поэтому в многопластовых объектах система контроля заводнения пластов основывается на других моделях, преимущественно промыслово-геофизических.

Промыслово-геофизические методы, используемые для контроля заводнения пластов в скважинах, можно разделить на две большие группы: электрометрические и другие виды исследований в открытом стволе новых скважин при бурении, дающие информацию о насыщенности пластов лишь на одну дату, и радиометрические, проводящиеся в обсаженных неперфорированных скважинах, позволяющие получать информацию на разные даты.

Методы электрометрии обычно применяют в открытых стволах при бурении резервных, оценочных и других скважин, которые в более или менее значительном количестве бурятся на III и IV стадиях разработки после скважин основного фонда. Этими методами можно наиболее эффективно определить, чем насыщен на дату бурения скважины каждый из пластов объекта разработки: нефтью, газом, пластовой минерализованной или закачиваемой пресной водой.

Эффективность методов электрометрии определяется относительно большой глубиной исследования (от 2 до 30 диаметров скважины) и возможностью проведения исследований при наличии низкоминерализованных пластовых и закачиваемых вод с минерализацией растворенных солей до 10 г/л. Наиболее часто применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ) с комплексом последовательных градиент-зондов. С целью исключения влияния зоны проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости используют градиент-зонды 2 м и более, обладающие достаточно большим радиусом исследования. На диаграмме кажущихся сопротивлений (КС) последовательных градиент-зондов ВНК отбивается в области перехода от максимальных значений в нефтенасыщенной части пласта к низким значениям в водонасыщенной части того же пласта (рис. 33).

Эффективность определения текущего ВНК методами электрометрии существенно повышается при комплексировании их с индукцион-

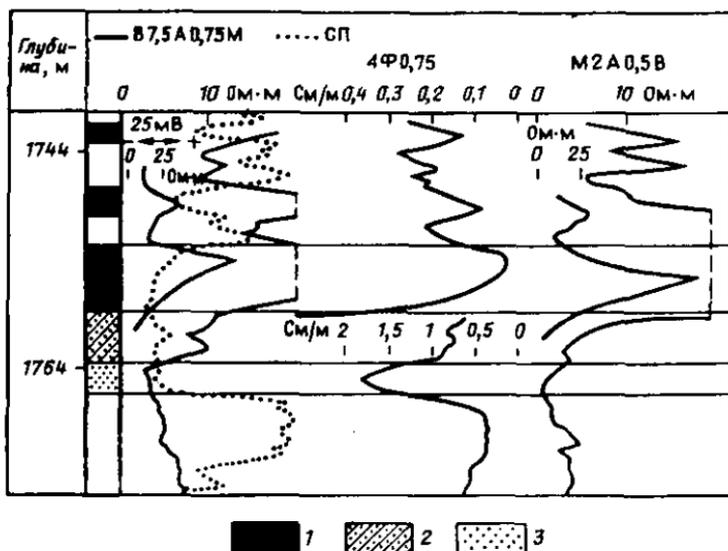


Рис. 33. Пример определения текущего ВНК по данным электрометрии.

Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой, 3 – водонасыщенные

ным методом. Применение индукционного метода наиболее эффективно для исследования пород сравнительно низкого сопротивления при отсутствии проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости или при повышающем сопротивлении проникновения в интервале коллекторов.

При разработке залежи с заводнением пресной водой часто невозможно разделить по удельному сопротивлению нефтяные пропластки и пропластки, обводнившиеся пресной водой. В этом случае положительные результаты получены при совместном применении электрометрии и волнового диэлектрического метода (разновидность индукционного метода). Пропластки, обводненные пресной водой и нефтенасыщенные, разделяются по величине их диэлектрической проницаемости ϵ , которая составляет для нефти 5–10, а для пресной воды 14–20 отн. ед.

Ввиду высокой эффективности методов электрометрии при контроле заводнения продуктивных пластов ищутся способы применять эти методы в обсаженных скважинах, чтобы проводить исследования на разные даты. Предложено несколько типов обсадных колонн, не препятствующих проведению электрокаротажа в обсаженной скважине. К их числу относятся обсадные стеклопластиковые трубы, а также электронепроводящие металлопластмассовые трубы с равномерно распределенными в них электрическими контактами конструк-

ции Уфимского нефтяного института. Эти трубы составляют часть эксплуатационной колонны, перекрывающую эксплуатационный объект. Они обеспечивают возможность проведения в скважинах высокоинформативных измерений по методу сопротивлений для количественной оценки изменения насыщенности пластов во времени.

К основным промыслово-геофизическим методам контроля положения ВНК на разные даты относят нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от насыщенных пластовой минерализованной водой.

Наиболее широко применяют методы нейтронного каротажа со стационарным источником нейтронов в модификациях нейтронного гамма-каротажа (ПГК) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), а также методы нейтронного каротажа с импульсным источником нейтронов (ИНК) в модификациях импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК). Возможности нейтронных методов для разделения нефтеносной и обводненной частей пласта связаны с различным содержанием в них атомов хлора. Наибольший эффект достигается в высокопористых пластах при высокой минерализации вытесняющей воды. Так, если эквивалентное содержание NaCl в заводненной части пласта превышает 2% объема породы (т. е. при минерализации воды более 100 г/л и пористости породы более 20%), то текущее положение ВНК надежно фиксируется по всем диаграммам ПГК, НКТ и ИНК. Если же эквивалентное содержание NaCl в единице объема заводненного пласта меньше 0,3% (что примерно соответствует содержанию в воде 15 г/л NaCl при пористости породы 20%), то непосредственное применение нейтронных методов для выделения нефтеносной и заводненной частей пласта вообще становится невозможным.

В частности, это происходит, если пласты заводняются пресной закачиваемой водой. Однако и в этом случае систематическое исследование скважин нейтронными методами позволяет проследить динамику заводнения пластов. Дело в том, что даже при внутриконтурном заводнении могут создаваться условия, когда первые порции закачиваемой воды осолоняются за счет остаточной пластовой воды и на фронте вытеснения формируется и движется вал (оторочка) воды повышенной солёности. Регулярные замеры на ранней стадии обводнения позволяют нейтронными методами фиксировать процесс вытеснения нефти вначале минерализованной водой, а затем пресной (рис. 34).

Наиболее результативны нейтронные методы в скважинах с неперфорированными колоннами, благодаря чему состав жидкости по стволу скважины не меняется. В этих случаях изменения на диаграммах радиометрии в исследуемом интервале на разные даты однозначно

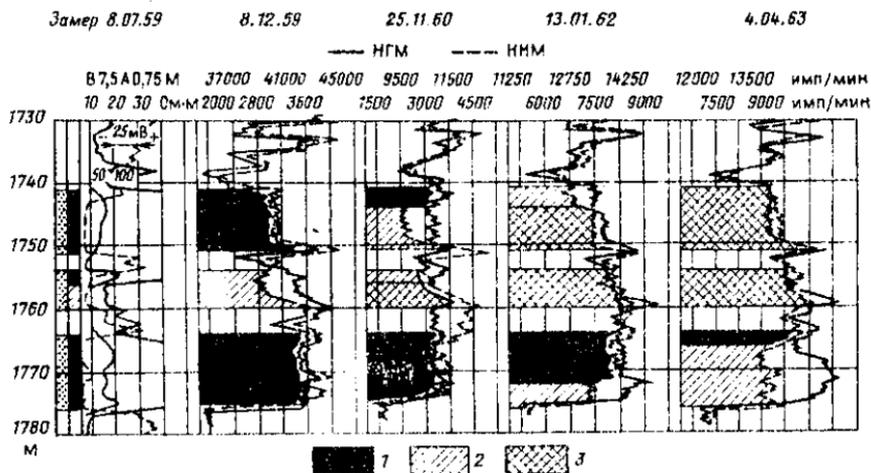


Рис. 34. Пример использования НГМ и ННМ для контроля обводнения пластов горизонта Д₁ закачиваемой водой в контрольной скв. 3405.

Пласты: 1 — нефтеносные, 2 — обводненные осолоненной водой, 3 — обводненные пресной водой

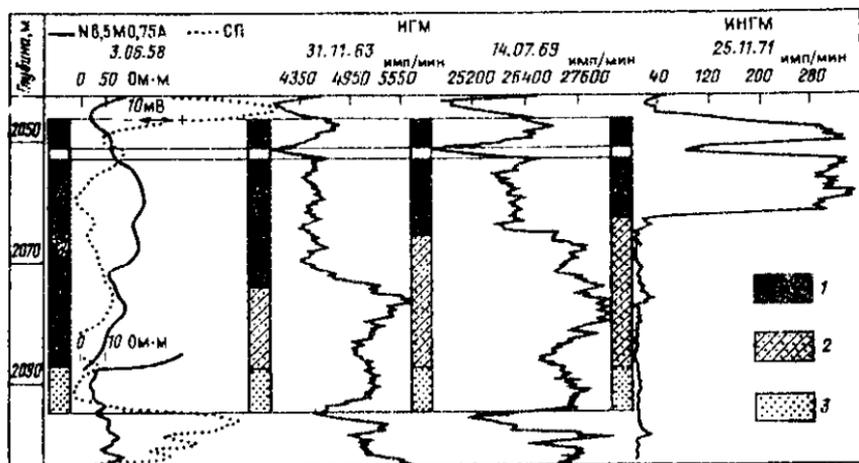


Рис. 35. Пример использования НГМ для контроля за обводнением пластов, не вскрытых перфорацией.

Песчаники: 1 — нефтеносные, 2 — заводненные пластовой водой, 3 — водонасыщенные

могут быть связаны только с изменением насыщенности коллекторов. Для проведения таких исследований целесообразно бурить специальные контрольные скважины, в которых колонны остаются неперфорированными (рис. 35).

Изменения нефтеводонасыщенности пластов во времени можно изучать нейтронными методами и в фонтанных добывающих скважинах, в которых по каким-либо причинам часть пластов не перфорирована. Наиболее эффективно использование для этих целей действующих добывающих скважин на месторождениях, где в разработку введены два или более объектов, разрабатываемых самостоятельными сетками скважин. В этих случаях для контроля заводнения верхних неперфорированных объектов можно привлекать скважины, эксплуатирующие нижний объект. Если состав жидкости по стволу действующей скважины выше интервала перфорации не меняется, то методы радиометрии могут дать по верхним неперфорированным пластам такую же надежную информацию об изменении их насыщенности, как и в полностью неперфорированных контрольных скважинах.

Действующие добывающие скважины можно использовать для контроля нейтронными методами заводнения и нижних, не вскрытых перфорацией водонефтяных пластов. Однако для этого требуется ряд дополнительных условий: расстояние между неперфорированным и вышележащим перфорированным пластами не менее нескольких метров; промывочная жидкость приготовлена на пресной воде; пористость заводняемого пласта более 19–20%; ствол скважины против интервала перфорации заполнен однородной по составу нефтью или пресной водой; исследование производится комплексом методов НГМ–НИМТ.

Особо сложная задача – выделение перфорированных заводняемых пластов в действующей скважине, эксплуатирующей многопластовый объект. В этом случае требуется комплексирование различных методов, основанных на изучении изменения по стволу скважины скорости потока жидкости, состава смеси, температуры и др. Вначале с помощью глубинного дебитомера выделяют работающие в скважине пласты. Затем определяют состав жидкости против работающих интервалов, для чего используют замеры диэлектрических влагомеров, гамма-плотномеров или резистивиметров. Наиболее надежное выделение интервалов поступления воды таким способом обеспечивается, если дебит скважины достаточно высок (более 120 м³/сут) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды. При меньшем дебите вода из скважины полностью не выносится, часть ее скапливается в нижней части колонны и может частично или полностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа резко снижается.

При небольшом дебите скважины хорошие результаты при выделении обводняющихся интервалов может дать метод наведенной актив-

ности кислорода (рис. 36), при котором фиксируется движущаяся по стволу скважины вода.

Включение в комплекс для выделения пластов, заводняемых закачиваемой водой, термометрии основано на том, что обычно в пласт нагнетается холодная вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температурой, выделяют пласты, промытые закачиваемой водой. Но поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, с помощью термометрии можно уверенно выделять только те заводненные пласты, через которые прошел значительный объем нагнетаемой воды.

В процессе эксплуатации газовых месторождений газонасыщенность определяется преимущественно различными модификациями нейтронного каротажа, из которых наиболее распространены нейтронный гамма-каротаж, двухзондовый нейтронный гамма-каротаж и импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам. Широкое использование нейтронных методов при оценке газонасыщенности объясняется тем, что газоносные пласты в отличие от водоносных или нефтеносных имеют относительно малое водородосодержание и плотность флюида, насыщающего поры. Если нефть по содержанию ядер водорода практически не отличается от воды, то водородосодержание газа в $62/p_{пл}$ раз, а плотность в $140/p_{пл}$ раз меньше, чем у воды ($p_{пл}$ — давление в пласте, МПа).

Все методики оценки газонасыщенности по результатам нейтронных методов основаны на изучении водородосодержания в зоне пласта, не превышающей десятих долей метра, поэтому для достоверности оценки газонасыщенности необходимо полное расформирование зоны проникновения фильтраата промывочной жидкости. Наиболее надежны такие определения в неперфорированной скважине с герметичным цементным кольцом.

В сложных геологических условиях для оценки газонасыщенности (при ее значении выше 50%) эффективен метод двух зондов НГК. Этот метод используется для количественной оценки газонасыщенности, вполне достаточной при определении положения ГВК или выделении обводнившихся пластов с высокой начальной газонасыщенностью. Если кривые НГК, зарегистрированные зондами большого ($l_3 = 70$ см) и малого ($l_3 = 35$ см) размеров, совместить, то газоносные пласты, газонасыщенность которых более 50%, будут выделяться превышением показаний НГК (70) над показаниями НГК (35). Эти превышения (положительные приращения) пропорциональны газонасыщенности пластов.

4.2. МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА III И IV СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ

На III стадии падающей добычи и IV завершающей стадии разработки результаты геолого-промыслового контроля обобщаются и систе-

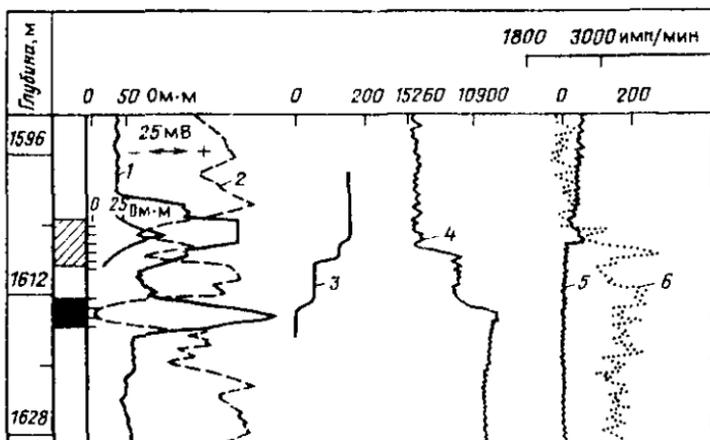


Рис. 36. Пример выделения заводняемого пласта методом наведенной активности кислорода:

1 — КС, зонд В 7,5А 0,75 М; 2 — СП; 3 — дебит; 4 — плотность; 5 и 6 — наведенная активность (5 — прямой зонд, 6 — обращенный зонд). Остальные условные обозначения см. на рис. 33

матизируются при анализе разработки, выполняемом специализированными научно-исследовательскими организациями. Результаты исследований по анализу разработки оформляют специальным отчетом, который по существу представляет собой описание обобщенной динамической модели залежи за прошедший период и предложения по ее совершенствованию.

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям с целью углубленной проработки отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование систем разработки, повышение их эффективности и увеличение нефтегазоизвлечения, а также на обобщение опыта разработки.

Практические рекомендации по улучшению состояния разработки, содержащиеся в отчетах по анализу разработки и приводящие к изменению уровней добычи без коренного изменения утвержденной системы разработки, после их утверждения в установленном порядке приобретают силу дополнительных проектных документов на разработку данного объекта (залежи) месторождения.

В зависимости от поставленных задач, а также при условии накопления большого количества данных по результатам контроля по отдельным вопросам или сложным явлениям разработки конкретного месторождения в рамках анализа разработки могут проводиться теоретические и методические исследования или крупные обобщения по этим вопросам. Поэтому часто анализ разработки конкретного месторождения представляет собой крупное научное исследование.

4.2.1. Сущность динамической модели залежи на последних стадиях разработки

Отчет по анализу разработки залежи как ее обобщенная динамическая модель состоит из следующих разделов.

Вначале приводится история проектирования и разработки месторождения. Указываются все утвержденные проектные документы и предусмотренные ими технологические решения, оценивается степень их реализации. Более подробно излагаются основные положения последнего проектного документа, исходные данные для технологических расчетов и его показатели с начала осуществления проекта до даты анализа разработки.

Специальный раздел посвящается уточнению геологического строения объекта разработки. Особое внимание в этом разделе уделяется уточнению представлений о геологической неоднородности объектов разработки. Даются статистические ряды распределения проницаемости по объекту в целом, отдельным пластам и участкам. Приводится уточненная характеристика толщин пластов, слагающих объект разработки, и разделов между ними, выдержанности по площади пластов и разделов, расчлененности объекта и др.

При проведении дополнительных исследований и получении новых данных по сравнению с проектным документом и документами по авторскому надзору уточняются свойства пластовых жидкостей и газов.

Указываются величины балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа, утвержденных ГКЗ СССР и принятых в проектном документе. При условии последующих пересчетов запасов нефти приводятся их пересчитанные значения в сопоставлении с принятыми в проекте. Указываются балансовые и извлекаемые запасы для различных участков залежи, участвующих в анализе разработки, и особое внимание уделяется дифференциации запасов по степени их участия в разработке. Выделяются так называемые активные запасы, вырабатываемые достаточно высокими темпами, и трудноизвлекаемые, для выработки которых потребуются дополнительные мероприятия.

Раздел "Текущее состояние разработки" во многом сходен с аналогичным разделом Авторского надзора (см. разд. 3.2.1). В этом разделе характеризуются текущая добыча нефти, воды, жидкости, газа (годовая, суточная и суммарная с начала разработки); среднесуточный дебит одной скважины по месторождению в целом, по объектам или пластам блокам или участкам разработки, рядам скважин; текущая и суммарная добыча газа и дебиты газовых скважин, газовый фактор и др.

Характеризуются даты начала и окончания бурения основного и дополнительного проектного фонда. Анализируется состояние пробур-

ренного фонда скважин. Отмечаются степень соответствия фактически пробуренного фонда проектному, динамика фонда по годам, наличие дополнительных скважин сверх утвержденного проекта. Указываются причины отклонения от проекта и изменений в фонде.

Далее следует основной раздел работы – анализ разработки месторождения, в котором приводятся результаты изучения состояния выработки запасов по пластам и участкам месторождения.

В этом разделе могут рассматриваться различные вопросы, связанные с процессами, протекающими в залежи при ее разработке и определяющими степень полноты выработки запасов на завершающей стадии разработки.

Из числа этих вопросов следует выделить два узловых. К первому из них относится определение степени охвата воздействием пластов и прослоев объекта разработки на разных участках залежи. Для этого определяются: добыча нефти по каждому пласту и прослою, которая характеризуется в абсолютном выражении (тыс. т), процентах от извлекаемых запасов (текущий коэффициент нефтеизвлечения) и по темпу отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов; объемы закачки воды в каждый пласт и прослой в абсолютном выражении (тыс. м³) и в виде показателей текущей и накопленной компенсаций отбора закачкой; зоны с разной степенью влияния закачки и содержащиеся в них запасы. Оцениваются запасы, не охваченные воздействием и подлежащие вводу в разработку за счет регулирования разработки и осуществления различных геолого-технических мероприятий. Методы определения охвата объема залежи процессом дренирования подробно изложены в разделе 3.2.3.

Второй узловой вопрос анализа разработки – изучение характера внедрения воды, в том числе за счет подъема ВНК или по отдельным пластам и участкам залежи, оценка полноты выработки запасов и распределения остаточных запасов в объеме залежи. Методы анализа данных контроля за заводнением залежей изложены в последующих разделах.

Анализ разработки может охватывать и другие вопросы, имеющие значение для данной конкретной залежи или объекта. Сюда относятся: изучение характера и последствий снижения температуры пластов от закачки холодной воды; снижение фильтрационных свойств из-за выпадения в пласте солей или парафинов; эффективность и целесообразность форсированного отбора жидкости; экономическая и технологическая эффективность дальнейшего уплотнения сетки скважин и многие другие.

Завершается каждый анализ разработки обоснованием мероприятий по дальнейшему контролю и регулированию процесса разработки.

4.2.2. Закономерности и особенности заводнения залежей в процессе разработки

Особенности продвижения воды в процессе разработки обусловлены многими факторами: строением залежей, применяемыми системами разработки, свойствами нефти и вытесняющей ее воды и др.

В зависимости от типа залежи и метода воздействия на пласт внедрение воды в залежь может происходить за счет:

- подъема ВНК в пределах начальной водонефтяной зоны залежи;
- перемещения внутреннего контура нефтеносности, приводящего к превращению чисто нефтяной части залежи в водонефтяную, и внешнего контура, снижающего размеры водонефтяной зоны;
- закачки в нагнетательные скважины воды.

В первых двух случаях внедрение пластовой воды, сопровождающееся подъемом ВНК и перемещением контуров нефтеносности, свойственно системам разработки на естественном водонапорном режиме, с законтурным или приконтурным заводнением. В третьем случае заводнение, сопровождающееся внедрением нагнетаемой воды, преобладает при системах с внутриконтурным заводнением.

В связи с многообразием природных условий и применяемых систем разработки каждый из указанных видов внедрения может происходить самостоятельно или в сочетании с другими видами.

Знать особенности перемещения водонефтяного контакта необходимо не только для регулирования процесса вытеснения нефти водой, закачиваемой в нагнетательные скважины, но и для правильной интерпретации всех материалов, по которым изучается перемещение ВНК. Геолого-промысловый анализ процесса обводнения скважин на разрабатываемых месторождениях показывает своеобразные перемещения контакта и контуров нефтеносности.

Как известно, вытеснение нефти водой в однородном пласте происходит за счет вертикального и горизонтального движений контакта нефть – вода (рис. 37).

В зависимости от свойств нефти и вытесняющей воды, неоднородности пластов-коллекторов, степени равномерности дренирования объема залежи и других факторов текущий ВНК, или поверхность раздела между закачиваемой водой и нефтью, может приобретать различные формы.

В процессе вытеснения нефти водой текущий ВНК может перемещаться параллельно его первоначальному положению или наклонно к нему, приобретать волнистую или более сложную неправильную форму. Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности и их форма определяются такими факторами, как соотношение вязкостей нефти и воды, геологическая неоднородность продуктивного пласта, размеры водонефтяных зон и др.

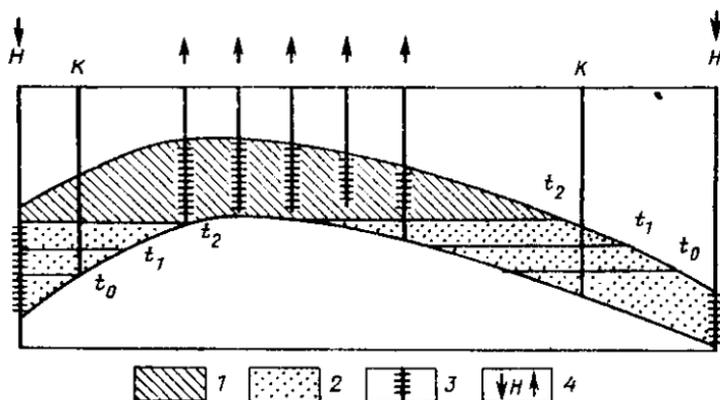


Рис. 37. Схема подъема водонефтяного контакта в вертикальном направлении и перемещения контуров нефтеносности во времени:

1 и 2 — нефтеносная и водоносная части пласта; 3 — интервал перфорации; 4 — соответственно нагнетательные и эксплуатационные скважины; К — контрольные скважины

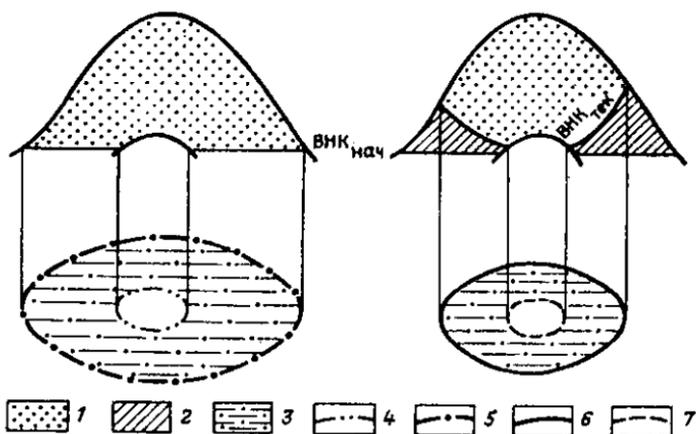


Рис. 38. Схема изменения формы поверхности ВНК при соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_o < 1$.

Коллектор: 1 — нефтенасыщенный, 2 — заводненный; 3 — водонефтяная зона; контуры нефтеносности: 4 — внутренний начальный, 5 — внешний начальный, 6 — внешний текущий, 7 — внутренний текущий

Перемещение ВНК параллельно его начальному положению может происходить в однородных монокристаллических пластах при одинаковой вязкости нефти и воды, равномерном дренировании всего объема залежи. На практике такие условия встречаются крайне редко.

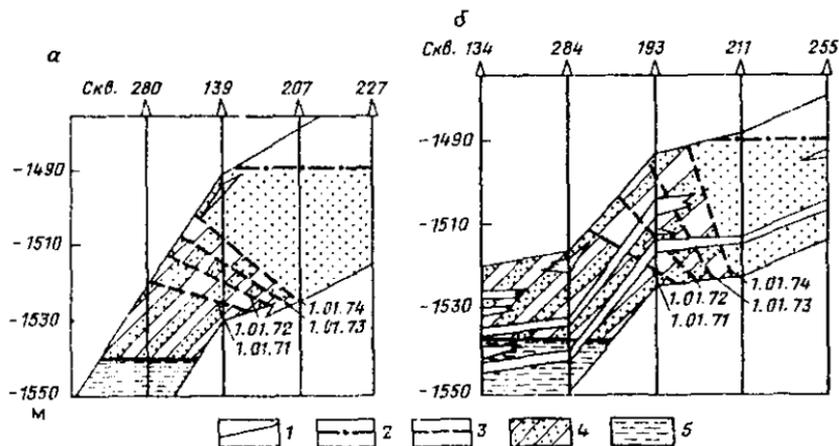


Рис. 39. Схематические геологические профили по бобривковскому горизонту Коробковско-го месторождения ($\mu_0 < 1$), представленному монолитным а) и расчлененным б) пластами.

Контакты: 1 — начальный водонефтяной, 2 — начальный газонефтяной, 3 — текущий водонефтяной на 1 января соответствующего года; 4 — заводняемая заквашиваемой водой часть нефтенасыщенного пласта; 5 — водонасыщенный пласт

При соотношении вязкостей нефти и пластовой воды $\mu_0 < 1$ при разработке залежи внешний контур нефтеносности обычно перемещается быстрее, чем внутренний, в результате чего ширина водонефтяной зоны постепенно сокращается (рис. 38). При этом поверхность ВНК, первоначально близкая к горизонтальной, начинает наклоняться к центру залежи и в целом приобретает форму воронки. Так, при разработке верхнемеловой массивной залежи Малгобек-Вознесенского месторождения более интенсивный подъем ВНК происходил по периферии залежи, в результате чего он постепенно принял форму чаши.

Из рис. 39 следует, что при перемещении ВНК в процессе разработки залежи в условиях природного водонапорного режима при соотношении вязкостей нефти и воды меньше единицы наклон и форма его поверхности одни и те же и при монолитном строении пласта, и при значительной его расчлененности.

В подобных случаях выработка запасов нефти из водонефтяных зон шириной 1500–2000 м происходила без их разрушения за счет вытеснения нефти водой к добывающим скважинам, пробуренным во внутреннем контуре нефтеносности. Добывающие скважины в этих условиях длительное время работают без воды, а при подходе к ним внутреннего контура интенсивно обводняются и выводятся из эксплуатации. При этом обеспечиваются высокий охват залежи заводнением и высокая полнота вытеснения нефти.

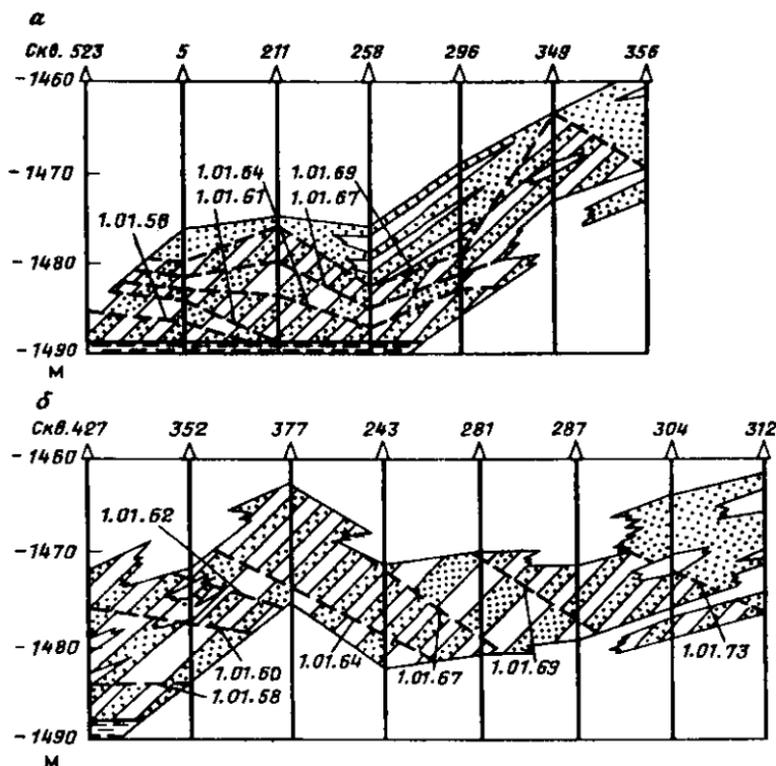


Рис. 40. Схематические геологические профили по горизонту D_1 Бавлинского месторождения ($\mu_0 < 2$), представленному сравнительно монолитными а) и расчлененными б) пластами. Условные обозначения см. на рис. 39

Наклонное положение текущего ВНК при невысоких значениях отношения вязкостей нефти и воды предопределяет характер обводнения скважин. Обычно водный период их эксплуатации непродолжителен, он длится от нескольких месяцев до двух-трех лет, после чего наступает полное обводнение. Водонефтяной фактор в этот период (отношение количеств добытых воды и нефти за период работы скважин с водой) невелик и составляет 0,2–0,3. Охват залежи заводнением происходит практически по всему ее объему, что обеспечивает высокую полноту вытеснения нефти при малых объемах прокачанной воды. Практически происходит поршневое вытеснение нефти. Контроль за перемещением ВНК и контуров нефтеносности, как правило, осуществляется сравнительно просто и требует минимума геолого-промысловой информации.

При повышении отношения вязкостей нефти и воды до 2–2,5 в монолитных, достаточно однородных пластах с наклоном 2–3° (случай платформенных месторождений) характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности сходен с описанным выше.

На рис. 40,а приведен схематический профиль южного участка залежи горизонта Д₁ Бавлинского месторождения со сравнительно монолитным строением пласта, разрабатываемого с законтурным заводнением при $\mu_0 = 2$. ВНК здесь перемещается довольно равномерно, приобретая слабый наклон к центру залежи. При этом достигнут высокий охват пласта заводнением – за текущим ВНК не остается существенных целиков нефти. Рассматриваемую часть водонефтяной зоны удалось разработать без разбуривания за счет вытеснения нефти к скважинам, расположенным в чисто нефтяной зоне.

Вместе с тем уже при таком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 = 2 \div 3$) на форме поверхности текущего ВНК начинает существенно сказываться неоднородность продуктивного пласта, в том числе наличие в нем линзовидных или выдержанных по площади непроницаемых прослоев.

На рис. 40,б показан профиль через северную часть залежи горизонта Д₁ Бавлинского месторождения, где продуктивный пласт расчленен более или менее выдержанными глинистыми прослоями. Видно, что ВНК резко искривляется, внутренний контур нефтеносности перемещается интенсивнее внешнего. При этом может происходить опережающее продвижение воды по наиболее проницаемым пропласткам, а поверхность ВНК может иметь на одних участках в сторону внешнего контура, на других – в сторону внутреннего, т. е. в целом будет волнистой. За установленным текущим внешним контуром могут оставаться невыработанные целики нефти. В водонефтяной зоне запасы нефти практически остаются неподвижными, и для их отбора требуется бурение специальных добывающих скважин. Существенно увеличивается продолжительность водного периода эксплуатации скважин, а водонефтяной фактор в водный период обычно превышает единицу.

Для контроля за перемещением ВНК и полной извлечением нефти при отношении вязкостей нефти и воды, равном 2–3, совершенно недостаточно сведений об обводненности продукции. Даже при полном обводнении скважин в этих условиях в пределах перфорированного интервала или ниже него могут остаться невыработанные нефтеносные пропластки. Поэтому в систему контроля помимо наблюдений за характером и степенью обводненности продукции необходимо включить регулярные радиометрические исследования в скважинах и бурение оценочных скважин. Радиометрические исследования проводятся либо в специальных контрольных скважинах с неперфорирован-

ными колоннами, либо в скважинах, пробуренных на нижележащие горизонты, либо непосредственно в скважинах основного эксплуатационного фонда.

При более высоком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 > 3$) в монолитном пласте происходит наклон ВНК в сторону внешнего контура, а ширина водонефтяной зоны постепенно увеличивается в связи с опережающим движением внутреннего контура по сравнению с внешним.

На рис. 41 показано положение начального и текущего ВНК пласта С-1 Мухановского месторождения, разрабатываемого на естественном водонапорном режиме при $\mu_0 = 3$. В монолитном пласте поверхность ВНК приняла форму перевернутой чаши (рис. 41, а). Если в пласте имеются непроницаемые линзовидные прослои (рис. 41, б), то они оказывают существенное влияние на форму текущего ВНК, поверхность которого приобретает сложный волнообразный характер. При наличии глинистых непроницаемых прослоев подъем ВНК замедляется или прекращается, при их отсутствии происходит более интенсивно.

Наклон поверхности ВНК в сторону внешнего контура нефтеносности или ее волнообразная форма неблагоприятно влияют на охват залежи заводнением и динамику обводнения скважин. Нефть из водонефтяных зон вытесняется плохо, поэтому даже при монолитном строении пласта эти зоны должны быть разбурены добывающими скважинами.

При соотношении вязкостей нефти и воды более 5 происходит опережающее продвижение воды по более проницаемым прослоям продуктивного пласта. В связи с тем, что более проницаемые прослои могут находиться в разных частях разреза продуктивного пласта, опережающее продвижение воды также может происходить в разных его частях.

В неоднородных пластах закачиваемая в пласт вода продвигается по наиболее проницаемым зонам, разделяя нефтенасыщенный пласт на отдельные слои. В зависимости от степени неоднородности пласта по литологическому составу и коллекторским свойствам может встретиться любое сочетание воды, внедрившейся по более проницаемым слоям, и нефти, оставшейся в менее проницаемых слоях. Например, скв. 1 и 4 (рис. 42), в которых остались два-три нефтеносных пропластка, не промытых водой, эксплуатировать практически невозможно. Остается надеяться, что нефть будет вытеснена позже, поскольку процесс вытеснения нефти из малопроницаемых пластов продолжается. Это наблюдалось при разработке Ромашкинского месторождения, когда оставшаяся в малопроницаемых прослоях нефть затем вымывалась.

Продвижение закачиваемой воды с опережением по наиболее проницаемым пластам не наблюдается почти на всех месторождениях Вол-

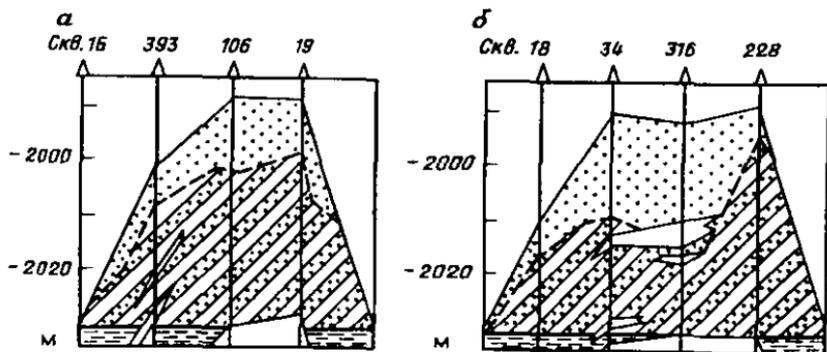


Рис. 41. Схематический геологический профиль по пласту С-1 Мухомовского месторождения ($\mu_0=3,0$), представленному монолитным пластом (а) и пластом с уплотненными глинистыми прослоями (б). Условные обозначения см. на рис. 39

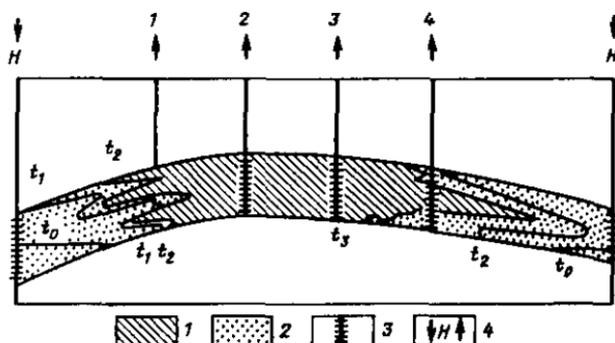


Рис. 42. Схема продвижения воды по наиболее проницаемым прослоям. ($t_0 - t_3$ — различные времена эксплуатации пласта). Условные обозначения см. на рис. 37

го-Уральской нефтеносной провинции, эксплуатирующихся с применением законтурного или внутриконтурного заводнения. Типичный пример продвижения начального фронта воды по наиболее проницаемой средней части продуктивного горизонта пласта отмечается по пласту Б₂ месторождения Зольный Овраг, оставляя невытесненной нефть в верхней и нижней менее проницаемых частях пласта. Схематический профиль на рис. 43 иллюстрирует процесс вытеснения нефти водой при соотношении вязкостей нефти и воды около 5.

При существенном опережении продвижения воды по более проницаемым прослоям охват залежи заводнением обычно снижается. Скважины характеризуются непродолжительным безводным периодом эксплуатации, даже если они расположены во внутреннем контуре

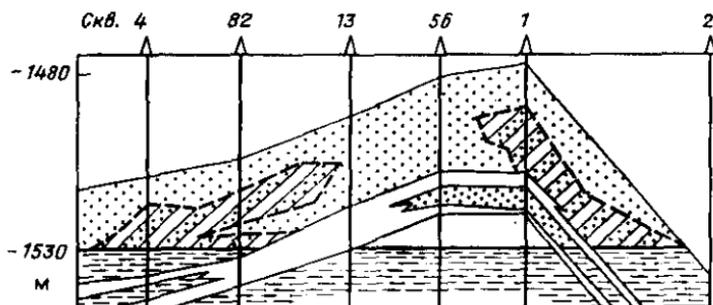


Рис. 43. Схематический геологический профиль по пласту Б₂ Красноярского месторождения ($\mu_0 < 3$). Условные обозначения см. на рис. 39

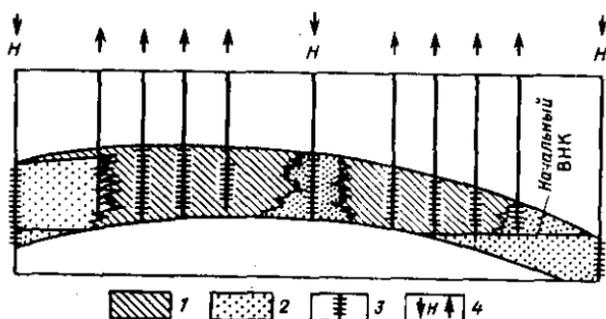


Рис. 44. Схема продвижения закачиваемой в пласт воды по всему интервалу заводнения. Условные обозначения см. на рис. 37

нефтеносности, а основную часть добычи получают в водный период. Скважины с высокой обводненностью в этих условиях могут работать десятки лет.

При разработке залежей с внутриконтурной закачкой заводнение продуктивных пластов происходит в основном за счет внедрения нагнетаемой воды. Характер внедрения нагнетаемой воды в однопластовом объекте разработки зависит главным образом от степени неоднородности его фильтрационных свойств по мощности и площади, а также от соотношения вязкостей нефти и закачиваемой воды.

При отношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 < 3$) происходит близкое к поршневому (фронтальное) вытеснение нефти водой, обеспечивающее высокий охват заводнением пласта по его мощности.

Во многих случаях вода перемещается по всей толщине пласта, вскрытого нагнетательной скважиной (рис. 44). Такой характер движения воды обнаруживается в эксплуатационных скважинах по очень

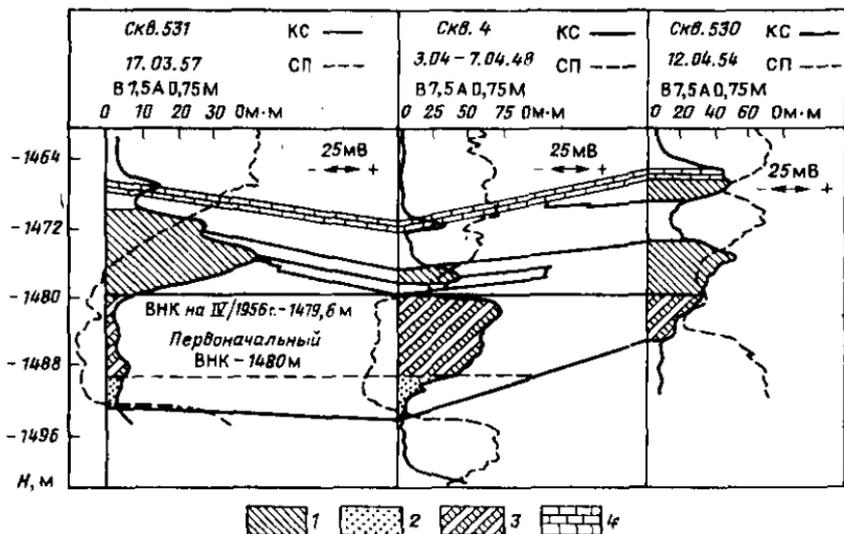


Рис. 45. Геолого-геофизический профиль по линии скв. 531, 4 и 530 Бавлинского нефтяного месторождения.

Части пласта: 1 — нефтеносная, 2 — водоносная, 3 — заводненная; 4 — известняки

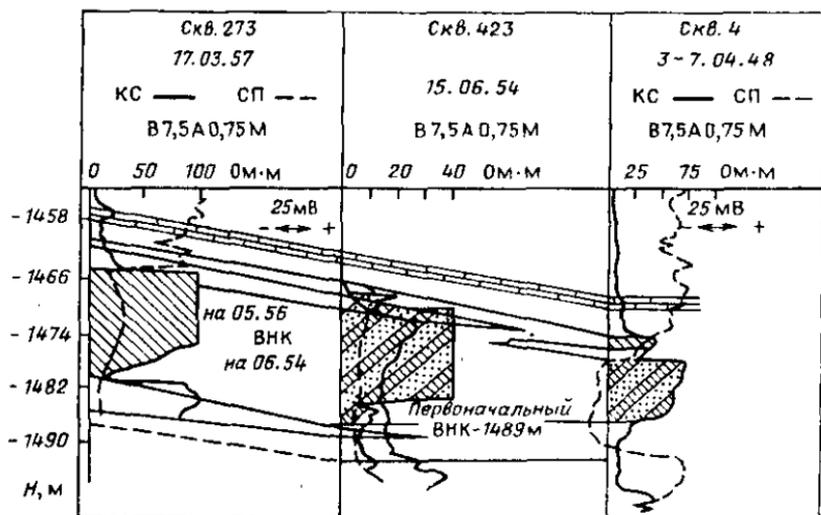


Рис. 46. Геолого-геофизический профиль по линии скв. 273, 423 и 4 Бавлинского нефтяного месторождения. Условные обозначения см. на рис. 45

быстрому их обводнению (от нескольких суток до 1,5–2 мес) и по данным бурения оценочных скважин между нагнетательной и эксплуатационной скважинами в непосредственной близости от последней. Как правило, в этих случаях оценочные скважины показывают полную обводненность пласта.

Пример продвижения закачиваемой воды по всей мощности пласта в районе нагнетательной скв. 4 пласта Д₁ Бавлинского нефтяного месторождения показан на рис. 45, 46. Суточная закачка воды по скв. 4 достигала 2000 м³/сут. По эксплуатационным скважинам также производился большой отбор. Пласт здесь представлен хорошо проницаемыми (до 10⁻¹² м² и более) песчаниками.

В то же время даже при небольшом соотношении вязкостей нефти и воды в значительной степени сказывается влияние неоднородности фильтрационных свойств пласта по площади: более интенсивно вода движется по участкам и зонам пласта с лучшими коллекторскими свойствами и медленнее по слабопроницаемым участкам. Это обуславливает неравномерность заводнения пласта по площади.

При отношении вязкостей нефти и воды более 3 проявляется влияние неоднородности коллекторских свойств и по мощности пласта. В таких условиях обычно происходит опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым прослоям даже в монолитном пласте. Причем, чем выше соотношение фильтрационных свойств по мощности пласта, тем значительнее неравномерность вытеснения нефти и хуже охват заводнением по объему залежи. В таких случаях уже нельзя говорить о фронте вытеснения, так как закачиваемая вода в каждом слое занимает разные положения. В более проницаемых слоях она уже может достичь добывающих скважин, а в менее проницаемых – еще находится вблизи нагнетательных. С этим связано и то, что при высоком соотношении вязкостей нефти и воды безводный период скважин весьма непродолжителен, и основная часть нефти добывается в водный период эксплуатации.

При внутриконтурном заводнении особенно в случае залежей с обширными водонефтяными зонами часть нагнетательных скважин располагают в пределах водонефтяных частей пласта. Если в нагнетательных скважинах перфорирована только нефтенасыщенная часть водонефтяного пласта, то процесс заводнения аналогичен описанному выше.

В том случае, если в нагнетательных скважинах перфорацией вскрыты как нефтяная, так и водонасыщенная части пласта, идет процесс двух видов: подъем ВНК и внедрение закачиваемой воды в нефтяную часть пласта (рис. 47). Преобладание того или иного вида заводнения зависит главным образом от соотношения объемов воды, закачанных в нефтяную и водяную части пласта.

При объединении в объект разработки нескольких пластов харак-

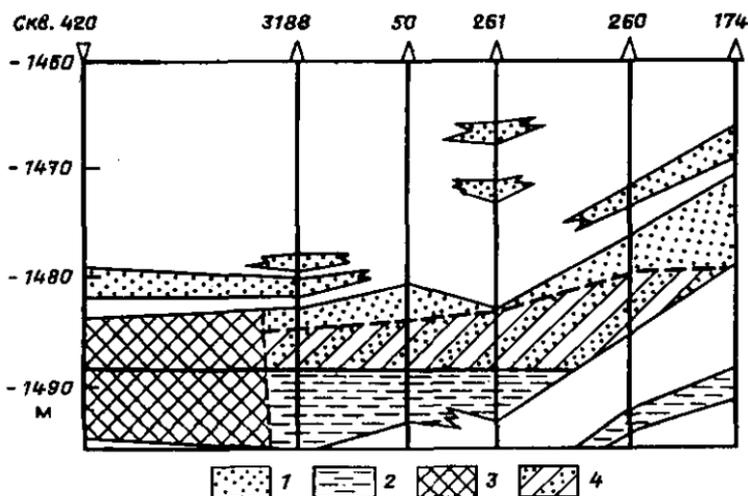


Рис. 47. Схематический геологический профиль по горизонту Д₁ Абдракмановской площади.

Пласты: 1 — нефтенасыщенные, 2 — водонасыщенные, 3 — заводненные закачиваемой водой, 4 — заводненные пластовой водой за счет подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности. Остальные условные обозначения см. на рис. 39

тер внедрения воды зависит также от того, насколько они отличаются друг от друга по фильтрационным свойствам.

При одинаковой проницаемости пластов, объединенных в объект разработки, их выдержанности по площади и $\mu_0 < 3$ возможно одновременное продвижение закачиваемой воды по всем пластам.

Если в объект разработки объединены пласты, различающиеся по коллекторским свойствам, то скорость продвижения закачиваемой воды по каждому из них будет зависеть от их проницаемости и степени неоднородности, от объема закачиваемой воды и др. Причем скорость продвижения воды по одним пластам может быть незначительной, а по другим достигать десятков метров в сутки. В результате обычно происходит опережающее продвижение воды по наиболее проницаемому пласту и отставание заводнения и выработки менее проницаемых пластов (рис. 48).

При значительном различии коллекторских свойств пластов часто в менее проницаемые пласты в нагнетательных скважинах вода вообще не поступает и вытеснения нефти из них не происходит.

Если отдельные пласты многопластового объекта характеризуются прерывистым строением или изменчивостью фильтрационных свойств по площади, то заводнение такого объекта отличается значительной неравномерностью, что, например, имеет место на месторождениях

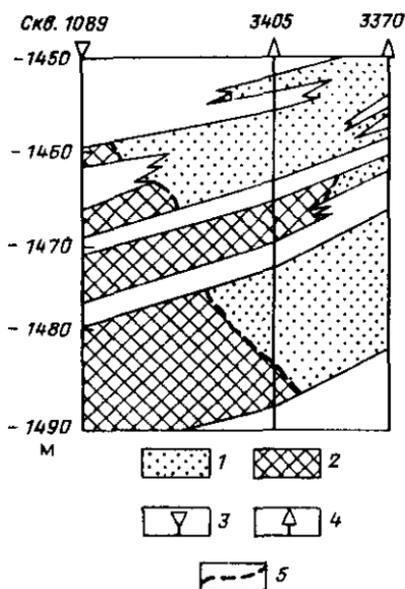


Рис. 48. Схематический геологический профиль по горизонту Д₁ Миянбаевской площади.

Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой; скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие; 5 – положение текущего ВНК

Узень (горизонты XII–XIV), Ромашкинское (горизонт Д₁), Самотлорское (пласт Б₁₀) и др.

4.2.3. Оценка полноты выработки запасов

При анализе разработки на основании комплексного использования материалов геолого-промыслового контроля возможно получение объективных данных о состоянии полноты выработки запасов на дату анализа и прогноза на будущее.

Показателем степени использования запасов нефти является коэффициент нефтеизвлечения η . Достаточно полную характеристику динамики выработки запасов и оценку ее эффективности можно получить при сравнении ряда частных значений этого коэффициента, наиболее информативные из которых – конечный коэффициент нефтеизвлечения пласта $\eta_{\text{кон}}$, текущий коэффициент нефтеизвлечения пласта $\eta_{\text{тек}}$ и коэффициент безводного нефтеизвлечения $\eta_{\text{бв}}$.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения пласта $\eta_{\text{кон}}$ равен отношению ожидаемой к концу разработки добычи нефти, т. е. извлекаемых запасов нефти $Q_{\text{изв}}$, к ее балансовым запасам Q_0 :

$$\eta_{\text{кон}} = Q_{\text{изв}} / Q_0. \quad (4.1)$$

Текущий коэффициент нефтеизвлечения пласта $\eta_{\text{тек}}$ представляет собой отношение накопленной на дату расчета добычи нефти Σ_{qn} к ее балансовым запасам Q_0

$$\eta_{\text{тек}} = \Sigma q_{\text{н}} / Q_0 \quad (4.2)$$

Коэффициент безводного нефтеизвлечения $\eta_{\text{бв}}$ определяется отношением нефти, добытой в период безводной эксплуатации залежи $\Sigma q_{\text{н бв}}$ к ее балансовым запасам.

$$\eta_{\text{бв}} = \Sigma q_{\text{н. бв}} / Q_0 \quad (4.3)$$

В настоящее время имеется несколько методов контроля текущего и прогноза конечного нефтеизвлечения пластов с количественной оценкой выработки запасов. Рассмотрим некоторые из них.

Метод контроля текущего и прогноза конечного нефтеизвлечения при водонапорном режиме с помощью характеристик вытеснения. Процесс вытеснения нефти водой в условиях неоднородных пластов не является поршневым, в связи с чем при разработке залежей на водонапорном режиме вместе с нефтью извлекается большое количество попутной воды. Этот процесс описывается характеристиками вытеснения, показывающими зависимость нефтеизвлечения от объема прокачиваемой через пласт воды.

Характеристики вытеснения нефти водой можно выразить в разных модификациях. Способ оценки извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения, предложенный М. И. Максимовым, основан на наличии линейной связи между накопленной добычей нефти $\Sigma q_{\text{н}}$ и логарифмом накопленной добычи нефти $\lg \Sigma q_{\text{в}}$. В системе координат $\Sigma q_{\text{н}}$ и $\lg \Sigma q_{\text{в}}$ эта зависимость представляет собой близкую к прямой линию с угловым коэффициентом $\lg a$ и отрезком, отсекаемым на оси ординат $\lg b$.

Извлекаемые запасы нефти, которые можно получить из залежи до конца ее эксплуатации,

$$\Sigma q_{\text{н}} = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3 b \lg a} \cdot \frac{q_{\text{ж.г.}} - q_{\text{н.г}}}{q_{\text{н}}} \right]}{\lg a} \quad (4.4)$$

или

$$\Sigma q_{\text{н}} = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3 b \lg a} \cdot \frac{B_{\text{к}}}{(1 - B_{\text{к}})} \right]}{\lg a} \quad (4.5)$$

где $Q_{\text{изв}}$ — извлекаемые запасы нефти к концу разработки залежи, т; $q_{\text{ж.г}}$ — конечная годовая добыча жидкости, т; $q_{\text{н.г}}$ — конечная годовая добыча нефти, т; $B_{\text{к}}$ — конечная обводненность продукции, доли единицы; $\lg a$ — угловой коэффициент прямой в системе координат $\Sigma q_{\text{н}}$ и $\lg \Sigma q_{\text{в}}$.

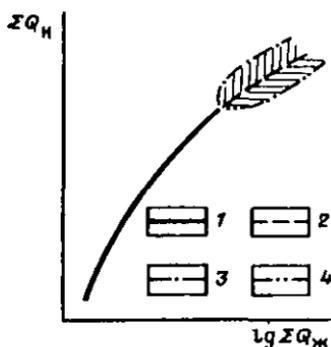


Рис. 49. Характеристика вытеснения:

1 — фактическая до проведения мероприятия;
2 — расчетная; 3 — положительный эффект; 4 — отрицательный эффект

Б. Ф. Сазонов предложил использовать другую зависимость накопленной добычи нефти Σq_n от логарифма накопленной добычи жидкости $\Sigma q_{ж}$:

$$\Sigma q_n = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3 b \lg a} \cdot \frac{q_{ж.г}}{q_{н.г}} \right]}{\lg a}, \quad (4.6)$$

или

$$\Sigma q_n = \frac{\text{Lg} \left[\frac{1}{2,3 b \lg a} \cdot \frac{1}{(1 - B_k)} \right]}{\lg a}. \quad (4.7)$$

Сравнение проектных и фактических характеристик вытеснения (рис. 49) позволяет производить контроль текущего и конечного нефтеизвлечения пластов в условиях их разработки при водонапорном режиме. В случае расхождения указанных характеристик следует установить его причины и принять меры к тому, чтобы фактические результаты соответствовали проектным.

Проводя контроль текущего коэффициента нефтеизвлечения в процессе разработки, можно путем экстраполяции фактической кривой установить, будет ли достигнут проектный коэффициент нефтеизвлечения при данной системе разработки или требуются дополнительные меры по ее совершенствованию.

Характеристики вытеснения с успехом используются для контроля эффективности различных мер по совершенствованию системы раз-

работки. Если фактическая линия характеристики вытеснения отклоняется вверх от линии, сложившейся в предыдущий период эксплуатации, значит получен положительный эффект, при ее отклонении вниз наблюдается отрицательный эффект от проведенного мероприятия (рис. 49). По степени отклонения линии можно количественно оценить эффект от проведенного мероприятия.

Метод оценки текущего и конечного нефтеизвлечения при водонапорном режиме путем его оценки в заводненных частях пласта. Для определения текущего нефтеизвлечения в заводненной части пласта необходимо знать объем заводненной части пласта, начальные балансовые запасы, содержащиеся в ней, и количество добытой нефти. Основные трудности при этом представляет установление объема заводненной части пласта.

В условиях водонапорного режима происходит непрерывное обводнение продуктивных пластов. В неоднородных пластах вода обходит участки пласта с худшими коллекторскими свойствами, или движение воды в них замедляется. В некоторых случаях даже в хороших коллекторах образуются застойные зоны, например, на так называемых тупиковых участках.

Первоначальный объем нефтенасыщенности пород V можно представить состоящим из трех объемов: $V_{пр}$ — объема промытых водой пород; $V_{об}$ — объема нефтенасыщенных пород, обойденных или не полностью промытых водой, т. е. залегающих ниже текущего положения ВНК; $V_{нез}$ — объема нефтенасыщенных пород в незаводненной части пласта, т. е. залегающих выше текущего положения ВНК. Следовательно,

$$V = V_{пр} + V_{об} + V_{нез} \quad (4.8)$$

При оценке коэффициента нефтеотдачи объем заводненной части залежи определяется как объем продуктивного пласта, заключенный между начальной и текущей поверхностями ВНК. Следовательно, объем заводненной части пласта равен $V_{пр} + V_{об}$.

Для определения текущего положения ВНК используются новые скважины, в которых проводятся электрометрические и радиометрические исследования, отбор керна и опробование пласта, и добывающие скважины, в которых осуществляются радиометрические исследования и наблюдения за обводненностью продукции.

Наиболее достоверные результаты оценки нефтеотдачи могут быть получены в случае, если по всем или по большинству скважин имеются замеры текущего положения ВНК на дату анализа. Однако одновременных замеров текущего положения ВНК в скважинах обычно бывает немного. Поэтому при оценке нефтеотдачи даты исследования необходимо выбирать таким образом, чтобы к ним было приурочено наибольшее количество непосредственных замеров ВНК, а между от-

дельными датами был значительный промежуток времени, достаточный для существенного изменения положения ВНК.

По тем скважинам, по которым время определения ВНК не соответствует датам исследования, следует привести отметки водонефтяного контакта на требуемые даты. Такое приведение отметок ВНК на дату анализа производится следующими способами:

по картам поверхности отметок и времени замеров ВНК, совмещение этих карт позволяет определить положение ВНК на требуемую дату по точкам пересечения изогипс и изохрон;

по графикам зависимости положения ВНК от накопленной добычи нефти из пласта.

Зная начальное и текущее положения ВНК, определяют заводненную часть залежи с помощью карты эффективной нефтенасыщенной мощности. Для контроля за правильностью этого определения желательно строить карты не только заводненной мощности пласта, но и остаточной нефтенасыщенной мощности. Эти карты взаимно дополняют и контролируют друг друга.

При расчете текущего коэффициента нефтеотдачи заводненной части пласта, разрабатываемого при упруговодонапорном режиме, следует учитывать добычу нефти из не заводненной его части за счет упругих сил залежи.

В этом случае формула (4.3) примет следующий вид:

$$\Pi_{зав} = \Sigma q_n - \Delta q / Q_{0 \text{ зав}}, \quad (4.9)$$

где Δq – количество нефти, добытой из не заводненной части пласта за счет упругих сил залежи при снижении пластового давления в процессе разработки.

Величину Δq в поверхностных условиях рассчитывают по формуле

$$\Delta q = V_{нез} (k_{п.о} k_n \beta_n + k_{п.о} k_v \beta_v + \beta_p) \Delta p \rho_{н.ст} (1/b_{н.о}), \quad (4.10)$$

где $V_{нез}$ – объем не заводненной части пласта, m^3 ; $k_{п.о}$ – средняя величина коэффициента открытой пористости не заводненной части пласта; k_n , k_v – средние величины коэффициентов соответственно нефтенасыщенности и водонасыщенности не заводненной части пласта; β_n , β_v , β_p – коэффициенты сжимаемости соответственно нефти, связанной воды и породы; Δp – величина снижения пластового давления от начального до текущего (на дату расчета), МПа; $\rho_{н.ст}$ – плотность нефти при стандартных условиях, kg/m^3 ; $b_{н.о}$ – объемный коэффициент пластовой нефти при начальном давлении.

Влияние упругих сил на величину определяемой по заводненной части пласта нефтеотдачи может быть значительным, особенно при ее оценке на ранней стадии разработки залежи в условиях большого запаса упругой энергии подземного резервуара.

В процессе разработки отмечается закономерное увеличение коэф-

фициента нефтеотдачи заводненных частей пласта за счет доотмывки объема нефтенасыщенных пород, расположенных ниже текущего положения ВНК, обойденных или не полностью промытых водой.

Проводя контроль за текущим коэффициентом нефтеотдачи в заводненных частях пластов в процессе разработки, путем экстраполяции зависимостей $\eta_{зав} = f(\eta_{тек})$ и $\eta_{зав} = f((V_{пр} + V_{об})/V)$, можно установить величину конечного коэффициента нефтеотдачи.

4.2.4. Распределение остаточных запасов в объеме залежи

Изучение распределения остаточных запасов по объему залежи – крайне сложная задача. Это связано с тем, что основная часть их обычно находится в объеме объекта между пробуренными скважинами. Поэтому требуется применение специальных методов для выявления этих невыработанных запасов.

Большинство методов изучения распределения запасов основываются на комплексном геолого-промысловом обобщении данных контроля заводнения продуктивных пластов при их разработке. Эти методы в основном базируются на различных графических построениях.

Для выявления остаточных запасов и определения их положения в объеме залежи чрезвычайно важно знать текущее положение ВНК. При наличии большого количества замеров положения ВНК в разных скважинах, регулярно проводившихся в течение ряда лет, целесообразно строить специальные графики, отражающие его перемещение во времени. График строят в прямоугольной системе координат. По оси ординат откладывают абсолютные отметки положения текущего ВНК, по оси абсцисс – время (дата) его определения (рис. 50).

В точках с соответствующими ординатой и абсциссой отмечается номер скважины. Сама точка рисуется определенным условным знаком. Этот знак должен характеризовать метод определения положения ВНК (обводненность, радиометрия, электрометрия и т. п.), местоположение скважины и др. Скважинам, расположенным в пределах отдельных участков залежи с общим характером перемещения подошвенной воды (например, скоростью подъема или формой движения ВНК), присваиваются свои условные знаки. Точки, нанесенные на график по измерениям в различные периоды времени, соединяют между собой линиями.

На рис. 51 приведен характерный график движения ВНК пласта Д_{II} Туймазинского нефтяного месторождения.

Наиболее наглядное представление о распределении по залежи остаточных запасов нефти дает комплект различных карт: положения начального и текущего ВНК; заводненной толщины пласта; остаточной нефтенасыщенной толщины и др.

Карты начальной поверхности ВНК составляют по данным электрометрии и радиометрии скважин, полученным в течение первых лет

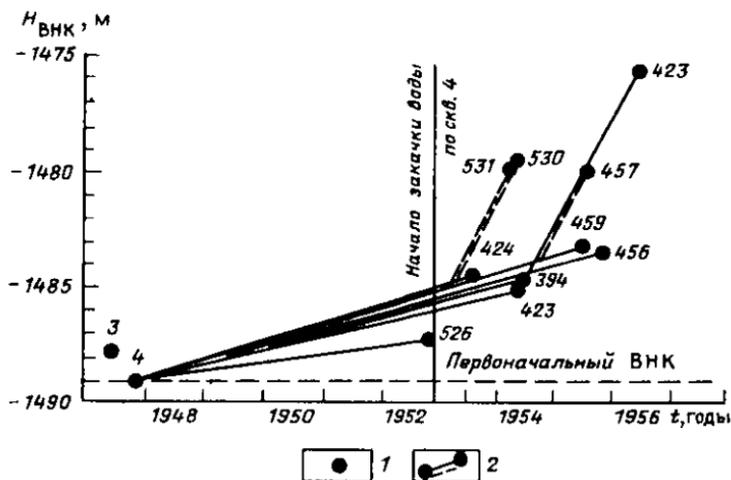


Рис. 50. График перемещения водонефтяного контакта во времени в районе нагнетательной скв. 4 пласта D₁ Бавлинского нефтяного месторождения:

1 — скважины; 2 — подъем ВНК

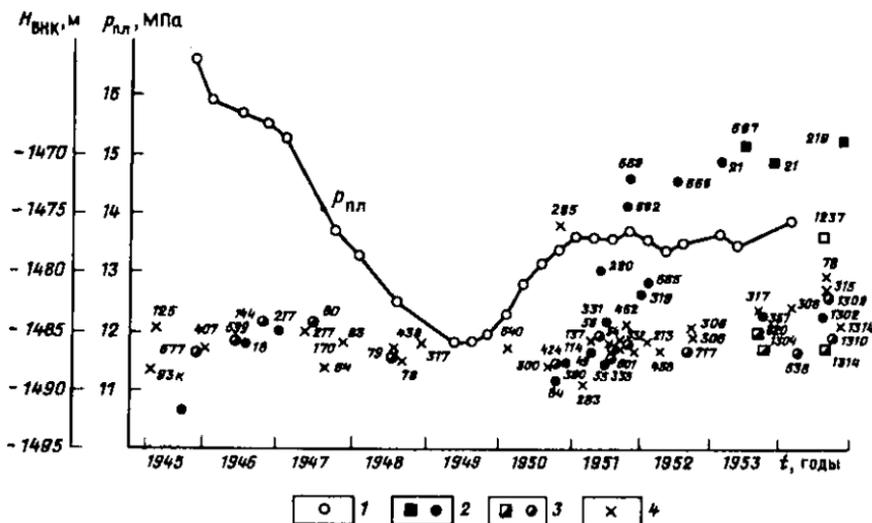


Рис. 51. График перемещения во времени ВНК в пласте D_{II} Тулызинского нефтяного месторождения:

1 — данные БЗЗ; скважины: 2 — юго-восточного крыла, 3 — в районе водонефтяной части залежи, 4 — центральной части структуры

эксплуатации залежи, когда практически еще не началось перемещение контуров нефтеносности.

Карты текущей поверхности ВНК дают довольно полное представление о характере перемещения контакта по залежи. Однако составление таких карт — весьма трудоемкая работа, требующая грамотного обобщения и систематизации большого количества информации, полученной при контроле заводнения пластов. Это объясняется тем, что имеющиеся данные о положении ВНК в отдельных скважинах обычно относятся к разному времени и их необходимо каким-то образом привести к одной дате, на которую строят карту. Методики построения карт текущего ВНК, выработанной и остаточной нефтенасыщенной толщины в условиях подъема ВНК предложены С. А. Султановым.

Чтобы составить карту текущей поверхности ВНК, используют весь комплекс сведений относительно его положения следующим образом.

1. Выделяют несколько категорий скважин:

а) скважины, в которых ВНК определен по данным радиометрии в течение $\pm 3-4$ месяцев по отношению к дате составления карты, и вновь пробуренные скважины, где положение ВНК устанавливается по данным электрометрии;

б) скважины, отдающие безводную нефть вследствие наличия между нефтеносной и водоносной частями пласта непроницаемого, обычно глинистого, пропластка (бесконтактные зоны);

в) скважины, в которых ранее чем за 3—4 месяца до составления карты повторно (2 раза и более) определены положения ВНК;

г) близрасположенные скважины, по которым вследствие определения контакта в различное время имеется возможность вычислить скорость его передвижения;

д) скважины, в которых необходимо определять отметки кровли водоносного и подошвы нефтеносного пластов.

2. На план расположения скважин наносят все отметки ВНК, определенные по данным радиометрии и электрометрии (во вновь пробуренных скважинах). Рядом с отметкой контакта записывают дату исследования.

3. Около номеров скважин (категория "б"), в которых глинистый пропласток длительное время не дает пластовой воде подниматься по вертикали, на плане условным шрифтом или цветом наносят абсолютные отметки кровли глинистого пропластка.

4. Около текущего внешнего контура и подошвы нефтеносного пласта (вблизи предполагаемого внутреннего контура) записывают отметки кровли водоносного пласта. Эти скважины на плане отмечаются особыми условными знаками.

5. В остальных скважинах, где не определяли ВНК на дату составления карты, в знаменателе дроби условным шрифтом или цветом наносят абсолютные отметки нижней границы интервала перфорации, в

числителя – дебит нефти и количество воды (%), извлекаемой вместе с нефтью.

6. В скважинах, отнесенных к категориям "в", "г", вычисляют скорости перемещения ВНК и определяют расчетное его положение в скважине. Отметки контакта, полученные расчетным путем, записывают по другую сторону от номера скважины с указанием категории их достоверности, например, пишут в числителе категорию достоверности, в знаменателе – расчетную отметку контакта.

7. Расчетные отметки ВНК сопоставляют с отметками нижних отверстий интервала перфорации с обводненностью скважин. При этом, если скважина дает безводную нефть, расчетная отметка должна быть ниже отметки нижнего отверстия перфорации.

Если текущее положение внутреннего контура нефтеносности определяется более или менее объективно, то внешний контур проводится весьма ориентировочно. Редкая сетка скважин и малое число наблюдений при наклоне ВНК от нагнетательных скважин к эксплуатационным не позволяют установить истинное положение текущего внешнего контура нефтеносности.

Для глубокого анализа процесса разработки месторождений правильного регулирования перемещения ВНК большое значение имеет наличие достоверных сведений о характере выработки пласта. Такие сведения можно получить по карте выработанной толщины пласта. Карту заводненной (выработанной) толщины можно составить, сопоставляя карту текущей поверхности ВНК, вычерченную по кальке, с картой начального его положения и структурной картой по подошве пласта. При этом разность отметок точек пересечения изолиний начальной и текущей поверхностей водонефтяных контактов даст искомую величину заводненной (выработанной) толщины пласта h_3 между внутренним и внешним начальными контурами нефтеносности, а разность отметок точек пересечения изолиний подошвы коллекторов и текущей поверхности ВНК – величину заводненной (выработанной) толщины $h_в$ между начальным и текущим внутренними контурами нефтеносности. После этого карта уточняется исключением из выработанной толщины непродуктивных глинистых прослоев, встречающихся в разрезах отдельных скважин. Достоверность карты выработанной толщины пласта, построенной таким способом, зависит в основном от степени точности карт поверхности ВНК.

Более простое построение карты заводненной (выработанной) толщины путем обычной линейной интерполяции этих значений в пробуренных скважинах после приведения их к одной дате. Однако точность такой карты значительно ниже.

Кровля продуктивного пласта занимает на площади залежи обычно различное гипсометрическое положение, поэтому карты текущей поверхности ВНК и выработанной толщины пласта не дают еще полно-

го представления об особенностях разработки месторождения, для того чтобы наметить обоснованные меры по регулированию процессов эксплуатации залежи.

Карта остаточной нефтенасыщенной толщины пласта позволяет выявить распределение остаточной нефти с учетом неравномерных перемещений ВНК и выработки пласта. Ее составляют для водонефтяной зоны залежи между текущими внутренним и внешним контурами нефтеносности. Карты остаточной нефтенасыщенной толщины можно составить двумя почти равноценными способами.

Первый способ заключается в том, что величина остаточной нефтенасыщенной толщины $h_{н.ост}$ находится путем вычитания из начальной нефтенасыщенной толщины $h_{н.нач}$ выработанной мощности $h_{н.в}$:

$$h_{н.ост} = h_{н.нач} - h_{н.в} \quad (4.11)$$

Величины $h_{н.нач}$ и $h_{н.в}$ берут соответственно с карт начальной нефтенасыщенной толщины и выработанной толщины пласта. Значения $h_{н.ост}$ записывают на рабочую карту (лучше всего на кальку) около номеров скважин; на карту также наносят положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности.

Внешний контур используют при интерполяции как геометрическое место точек нулевой нефтенасыщенной толщины. На линию внутреннего контура наносят точки, получаемые пересечением изопахит с линией внутреннего контура при совмещении рабочей карты с картой начальной нефтенасыщенной толщины пласта. Рядом с точками записывают номера изопахит, которые также будут использоваться при интерполяции. После выполнения указанных операций общеизвестным способом составляют карту остаточной нефтенасыщенной толщины пласта.

Второй способ построения карты остаточной нефтенасыщенной толщины – графический, он состоит из следующих операций. Карту текущей поверхности ВНК копируют на структурную карту по кровле коллекторов продуктивного пласта. Совмещенные таким образом карты являются вспомогательными. Все точки пересечения изолиний контакта с изогипсами кровли пласта отмечают крестиками. Около каждого крестика записывают цифру остаточной нефтенасыщенной толщины пласта $h_{н.ост}$, получаемую как разницу отметок $H_{ВНК}$ изолиний ВНК и отметок $H_{кр}$ изогипс кровли пласта:

$$H_{ВНК} - H_{кр} = h_{н.ост} \quad (4.12)$$

На изогипсы пласта наносят внутренний контур нефтеносности с указанием точек пересечений изопахит начальной нефтенасыщенной толщины пласта. Как и в первом способе составления карты остаточной нефтенасыщенной толщины, изогипсы, получаемые по вспомогательной карте, должны увязываться с точками, отмеченными на внут-

реннем контуре нефтеносности. План расположения скважин, начерченный на кальке, накладывают на вспомогательную карту. Затем крестики с одинаковыми значениями $h_{н.ост}$ соединяют плавными линиями и получают карту распределения остаточной нефтенасыщенной толщины пласта. Нулевая линия остаточной нефтенасыщенной мощности будет соответствовать внешнему контуру нефтеносности.

Иначе строят карты, отображающие распределение остаточных запасов при вытеснении нефти закачиваемой водой. В этот комплект входят карты начального и текущего положений контуров нефтеносности, текущего положения фронта закачиваемой воды, карты заводненной толщины пластов, остаточной нефтенасыщенной толщины и др.

В зависимости от вида строящейся карты заводнения, особенностей строения объекта и характера заводнения пластов в качестве геологической основы можно использовать распространение коллекторов, карту охвата пластов воздействием или карту разработки, на которых показано положение начальных контуров нефтеносности, и карту, отражающую мезонеоднородность пласта.

На карте около каждой скважины приводят результаты комплексной обработки данных ее исследования разными методами. Кроме того, на нее наносят информацию о дебитах, накопленной добыче и обводненности добывающих скважин, приемистости и объемах закачанной воды в нагнетательные скважины и др.

На этих же картах показывают мощность нефтенасыщенной части пласта в водонефтяных зонах и выделяют участки со сходными условиями залегания нефти и системами воздействия. Условными знаками изображают объемы отбора нефти и вероятное положение фронта закачиваемой воды, рассчитанное в соответствии с объемом закачки, емкостными свойствами пород на основе предположения, что происходит вытеснение нефти по всей мощности пласта. Далее карты нефтенасыщенной мощности корректируют по результатам фактических скважинных замеров положения ВНК и интервалов обводнения. Дополняя эти данные материалами по обводненности продукции, химизму попутной воды и давлениям в тех скважинах, где нет прямых замеров интервалов обводнения, анализируя их и корректируя между собой, добиваются максимальной сходимости всех данных. Затем выявляют общие закономерности характера заводнения в пределах каждого участка, выделенного по условиям залегания нефти и системам воздействия. Закономерности, установленные по нескольким скважинам, можно распространить на соседние скважины участка, по которым нет данных о заводнении пластов.

Для нагнетательных скважин показывают площадь S_B , занятую закачанной водой,

$$S_B = V_B / (hk_{п}k_{н.з} \eta_{зав}), \quad (4.13)$$

где V_B – объем воды, закачанной через данную нагнетательную скважину; h – средняя мощность пласта в этой скважине; k_n – средний коэффициент пористости пласта в скважине; $k_{н.з}$ – коэффициент нефтенасыщенности в заводненной части пласта; $\Pi_{зав}$ – предполагаемый коэффициент извлечения нефти в заводненной части пласта.

Данные исследования заводнения пластов в скважинах увязывают с данными о состоянии разработки: приемистости нагнетательных скважин, дебитах и обводненности добывающих скважин, охвате пластов воздействием и др. После увязки этих данных в зависимости от вида карты на ней определяют положение текущих контуров нефтеносности, выделяют зоны, заводняемые пластовой и закачиваемой водой, или проводят изопахиты заводненной либо остаточной нефтенасыщенной мощности, наносят изогипсы текущей поверхности ВНК.

Построение карт следует начинать с участков, для которых имеется достаточный объем надежной информации, позволяющий установить общие закономерности заводнения пластов. Эти закономерности могут быть распространены на идентичные участки, слабо освещенные исследованиями.

При изучении процесса заводнения многопластового объекта разработки требуется изучить характер внедрения воды для каждого пласта в отдельности. Это требует постановки более широкого комплекса исследований скважин, чем в случае однопластового объекта. Для многопластовых объектов наряду с данными о заводнении пластов в скважинах требуется дополнительная информация не только о дебите и приемистости в целом по скважине, но и о работе (дебите, обводненности, приемистости) каждого пласта в отдельности. Эту информацию получают с помощью глубинной потокометрии, влагометрии и других методов.

Карты заводнения каждого пласта многопластового объекта строят подобно тому, как это было показано для однопластового объекта. При этом в первую очередь используют наиболее достоверные данные, которые затем дополняют менее достоверными.

В зависимости от особенностей строения пласта, применяемой системы разработки, специфики вытеснения нефти водой, количества и качества фактических данных карты заводнения можно строить с разной степенью детальности. Например, при ограниченной информации целесообразно строить карты заводнения, на которых показано положение текущего контура нефтеносности без детализации заводняемых зон по степени обводнения.

На рис. 52 приведены карты заводнения пресной закачиваемой водой участка многопластового объекта, составленные на три даты. На этих картах, исходя из имеющейся информации, показаны границы внедрения закачиваемой воды. При сравнении этих карт видно, что с севера происходит более интенсивное продвижение закачиваемой

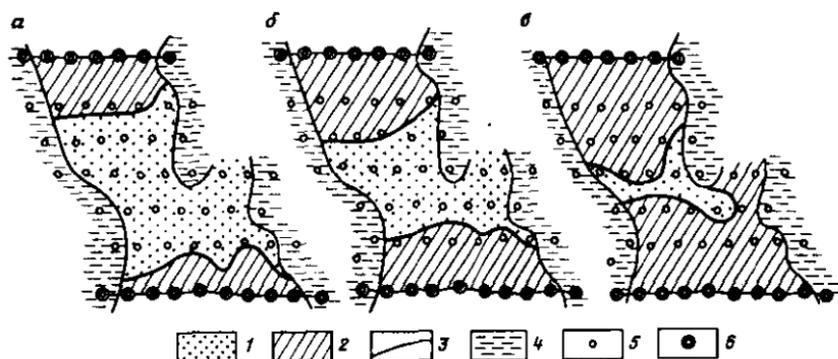


Рис. 52. Карты заводнения пласта закачиваемой водой на начало 1963 г. (а), 1966 г. (б), 1969 г. (в).

Площади: 1 — нефтенасыщенных коллекторов, 2 — заводненные закачиваемой водой; 3 — границы продвижения закачиваемой воды; 4 — малопродуктивные коллекторы; скважины: 5 — добывающие, 6 — нагнетательные

воды, в результате чего может образоваться невыработанный целик нефти между вторым южным и центральным эксплуатационными рядами.

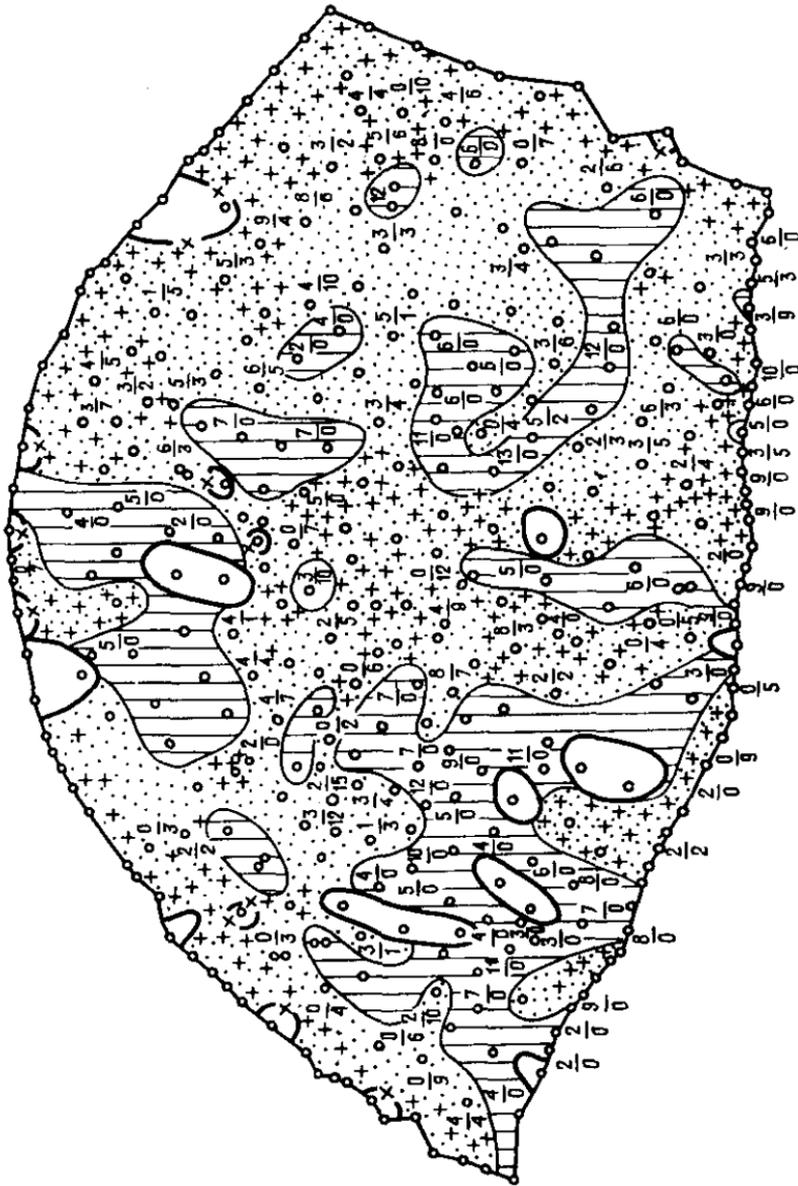
На рис. 53 приведена карта заводнения участка другого пласта. По этому пласту вытеснение нефти происходит за счет как закачиваемой, так и пластовой воды в результате подъема ВНК. Поэтому здесь выделяется большее число зон: чисто нефтяные, заводняемые закачиваемой водой и заводняемые пластовой водой. Указаны также остаточная нефтенасыщенная и заводненная мощности пласта в отдельных скважинах.

Карты заводнения используют при определении мер по регулированию разработки, для прогнозирования обводненности добывающих скважин, оценки нефтеотдачи в заводненной зоне пласта. Большое значение они имеют на завершающей стадии разработки для выявления невыработанных целиков нефти.

При разработке нефтегазовых залежей к необходимости контроля за заводнением нефтяных пластов прибавляется необходимость контроля за перемещением ГНК. Этот контроль осуществляется в неперфорированных интервалах по материалам нейтронных методов НГК,

Рис. 53. Карта заводнения продуктивного пласта закачиваемой и подошвенной водой.

Площади: 1 — незаводненная, 2 — заводненная подошвенной пластовой водой, 3 — заводненная закачиваемой водой; 4 — начальный контур нефтеносности; 5 — зоны отсутствия коллекторов; 6 — скважины, цифры у скважин соответствуют мощностям коллекторов, м: в числителе — нефтенасыщенного, в знаменателе — заводненного



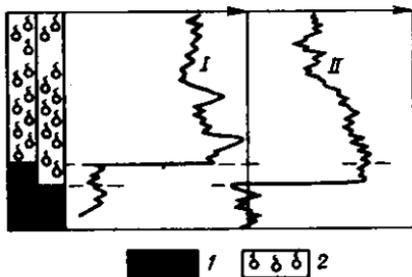


Рис. 54. Контроль за перемещением ГНК методом НГК:

I, II — диаграммы НГК на разные даты.
1 — нефть; 2 — газ

НК-Т, ИНК, а в перфорированных интервалах — по материалам нейтронных методов, термометрии, гамма-плотнометрии, а также промышленным данным о дебите газа и нефти. Основную информацию дают стационарные нейтронные методы НГК и НК-Т. Разделение пород на газоносные, с одной стороны, и нефтеносные и водоносные, с другой, по данным нейтронных методов основано на существенно меньших водородосодержании и плотности газоносных пластов, что фиксируется повышенными значениями НГК и НК-Т против газоносного пласта при измерениях с зондами, большими инверсионного. По этому признаку устанавливают ГНК (ГВК в газовых залежах) и осуществляют контроль за его перемещением (рис. 54). В неоднородных пластах положение ГНК можно установить путем сравнения предыдущей и последующей диаграмм нейтронных методов, если за время между измерениями произошло перемещение ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет определять положение ГНК в момент как предыдущего, так и последующего измерений по точке начала увеличения значений на одной диаграмме относительно другой. В настоящее время для некоторых благоприятных случаев разработана методика количественной оценки газонасыщенности нефтеносных пластов, в которые проник газ.

Прорывы газа из газовой шапки или разгазирование нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения ее газом в неперфорированном пласте сопровождаются резким увеличением газового фактора добываемой продукции. Интервалы поступления газа можно выявить методами НГК или НК-Т путем сравнения диаграмм, снятых в действующей скважине и после бурения. Этот же прием дает возможность выявить заколонные перетоки газа в вышележащие пласты. На термограммах действующих скважин интервалы притока газа выделяются резкими отрицательными аномалиями вследствие дросселирования газа.

Обработка материалов по контролю за перемещением ГНК сводится к следующему. Материалы замеров положения ГНК представляются в виде графиков изменения во времени положения ГНК по всем скважинам. По ним рассчитывается скорость перемещения ГНК и

выявляются участки залежи с аномально низкими и аномально высокими скоростями. Эти материалы используются при оперативном анализе состояния разработки залежи и выработке мероприятий по регулированию разработки.

При существенном расширении газовой шапки, как правило, для залежей с газонапорным режимом, через определенные промежутки времени, обычно через год-два, строят карты мощности пород, занятых расширяющейся газовой шапкой, и по балансу начальных запасов нефти, содержащихся в этих породах, и нефти, добытой за счет расширения газовой шапки, оценивают коэффициенты нефтеотдачи загазованной зоны. Если определены коэффициенты газонасыщенности этих пород, можно оценить коэффициент вытеснения нефти газом

$$k_{вт} = k_r / k_{н.нач}, \quad (4.14)$$

где k_r – коэффициент газонасыщенности ранее нефтеносных пород под газонефтяным контактом, занятых газом; $k_{н.нач}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности этих пород.

Эти материалы позволяют оценивать эффективность разработки залежи и судить о конечных извлекаемых запасах нефти.

4.3. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (ГТК)

Под контролем технического состояния ГТК понимаются наблюдения с целью обеспечения нормального технического состояния скважин и соблюдения условий безаварийной эксплуатации, качественно-го проведения ремонтных работ, соблюдения требований к закачиваемой воде и т. п.

Контроль за работой оборудования добывающих скважин осуществляется путем исследования технического состояния эксплуатационной колонны, работы скважинного оборудования, проверки соответствия параметров работы скважин установленному технологическому режиму, получения информации, необходимой для оптимизации этих режимов.

При исследовании скважины:

проверяют ее техническое состояние и состояние установленного на ней оборудования, в том числе проверяют: герметичность цементного камня за колонной и самой обсадной колонны, состояние призабойной зоны пласта, загрязнение ствола скважины, подачу насоса, работу установленных на глубине клапанов и других устройств;

проверяют соответствие параметров работы установленного оборудования добывным возможностям скважины и заданному технологическому режиму;

оценивают надежность и работоспособность узлов оборудования, определяют межремонтный период работы оборудования и скважины;

получают информацию, необходимую для планирования различного рода ремонтно-восстановительных работ в скважинах, а также для установления эффективности этих работ.

Контроль технического состояния скважин осуществляется с помощью комплекса различного рода исследований: замеров дебитов нефти и газа, обводненности продукции, газовых факторов, анализа проб продукции скважины, шаблонирования ствола скважины, замеров глубин, динамометрирования, глубинных измерений температуры и давления, замеров расходов рабочего агента, учета отказов и ремонтов оборудования и др.

Виды, объемы и периодичность исследований и измерений с целью контроля работы оборудования для всех способов эксплуатации скважин устанавливаются в соответствии с проектными документами на разработку месторождения.

Материалы по контролю работы оборудования систематически анализируются и используются промыслово-геологической и инженерной службой нефтегазодобывающих предприятий для обеспечения установленных технологических режимов работы скважин. Под установленным технологическим режимом скважин следует понимать совокупность основных параметров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренных проектом разработки на данный период отборов нефти, жидкости и газа и соблюдения условий надежности эксплуатации. Технологический режим скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

дебитом нефти и жидкости, обводненностью и газовым фактором; пластовым, забойным и устьевым давлениями, депрессией на пласт;

типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования и режимами его работы: конструкцией лифта, глубиной подвески и диаметром насоса, производительностью, числом качаний, длиной хода, развиваемым напором и др.

Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы скважин возложен на геологическую и производственно-техническую службы нефтегазодобывающих предприятий. В порядке надзора контроль осуществляют вышестоящие организации и органы Госгортехнадзора СССР.

Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевой пробы добываемой продукции. Обязанность скважин должна обеспечивать проведение комплекса исследований: индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности, газового фактора (эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и т. д.).

Пуск новых необорудованных для индивидуального замера дебита скважин в эксплуатацию не разрешается. Подключение двух и более скважин к одному коллектору до замерного узла запрещается.

Система поддержания пластового давления должна обеспечивать: объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;

подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;

возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;

герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;

возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведение ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.

Мощности сооружений систем заводнения должны быть рассчитаны на определенный технологическими схемами и проектами разработки максимальный проектный уровень закачки.

Все оборудование системы ППД должно удовлетворять требованиям надежной работы в природно-климатических условиях размещения месторождения.

Если в качестве рабочего агента используются агрессивные пластовые или сточные воды, насосное оборудование и трубопроводы должны иметь антикоррозионное покрытие или быть изготовлены из антикоррозионного материала. Допускается применение ингибитора коррозии.

Для обеспечения технологического режима работы нагнетательных скважин и установленного оборудования, а также для учета закачиваемой воды каждая насосная станция должна быть оборудована приборами контроля и учета (расходомеры и манометры на нагнетательных линиях к каждой скважине). Все насосные станции системы заводнения должны быть максимально автоматизированы. Пуск в эксплуатацию нагнетательных скважин без индивидуального замера расхода воды запрещается.

Физико-химические свойства воды, закачиваемой в пласт, долж-

ны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость пласта и высокую нефтеотмывающую способность, не ухудшая свойств нефти и газа и пласта.

Промысловые сточные воды, сточные воды промышленных предприятий подлежат первоочередному использованию в системе заводнения после соответствующей подготовки.

Используемая для заводнения вода по своим свойствам должна быть совместима с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью (не вызывать образования осадка в пласте и эксплуатационном оборудовании). Требования к качеству закачиваемой воды определяются проектными технологическими документами на разработку.

Контроль технического состояния геолого-технического комплекса предполагает обязательный контроль за проведением ремонтных работ на добывающих и нагнетательных скважинах.

Ремонт скважин подразделяется на капитальный и подземный (текущий). К капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, резкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием.

К подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.

Работы по капитальному ремонту скважин планируются, исходя из состояния фонда скважин и плана геолого-технических мероприятий, на основании составляемых руководством нефтепромысла заказов на производство работ по капитальному ремонту скважин. В заказах приводятся: геолого-техническая характеристика; история бурения и эксплуатации; состояние скважины к началу ремонта; результаты ее предремонтных исследований; характер и описание аварии; цель и вид ремонта; ожидаемый эффект. На скважины, передаваемые в капитальный ремонт после аварии или ликвидации ее последствий, вместе с заказом службе ремонта передается акт о расследовании аварии. Сдача и прием скважины в ремонт производятся по акту, подписываемому мастерами по добыче нефти и газа и капитальному ремонту скважин. Сдача скважины из капитального ремонта в эксплуатацию производится на основании двухстороннего акта, в котором указываются: сроки ремонта и его характер; изменения в конструкции скважины,

происшедшие в процессе ремонта; описание ремонтных работ спущенного в скважину оборудования; качество ремонта; дебит скважины после ремонта; время пуска скважины в эксплуатацию. Акт о сдаче и приеме скважины из капитального ремонта в эксплуатацию подписывает руководство службы КРС и цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла).

Работы по подземному (текущему) ремонту скважин планируются, исходя из мероприятий по обеспечению заданных технологических режимов их работы, повышения продолжительности межремонтных периодов.

Сдача и прием скважины в подземный ремонт и из ремонта также осуществляются на основании актов, подписываемых представителями цехов по добыче нефти и газа и подземного ремонта скважин. В акте приводятся сведения о проделанной работе и состоянии скважины, указываются ее дебит и время пуска в эксплуатацию после ремонта.

При производстве ремонтных работ в скважинах не допускается применение рабочих жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта. Оборудование устья и ствола скважины, плотность "рабочих" жидкостей должны предупреждать открытые нефте- и газопроявления.

При проведении ремонтных работ, связанных с промывкой ствола, закачкой и продавкой растворов, давление на колонну не должно превышать величины давления ее испытания на герметичность.

При подземных ремонтах, связанных с полным подъемом труб, при необходимости обследуют чистоту забоя и проверяют состояние цементного камня за колонной (геофизическими методами).

Контрольные вопросы

1. Какие основные особенности геолого-промыслового контроля на III и IV стадиях разработки залежей нефти и газа?
2. В чем заключается сущность основных методов получения информации на III и IV стадиях разработки для проведения контроля разработки?
3. Как проводится оценка охвата объема залежи заводнением?
4. Какая используется методика построения динамической модели залежи на III и IV стадиях разработки?
5. В чем заключается сущность динамической модели залежи на III и IV стадиях разработки?
6. Каковы закономерности и особенности заводнения залежей в процессе разработки в разных геологических условиях?
7. В чем заключается оценка полноты выработки запасов?
8. Как оценивается распределение остаточных запасов в объеме залежи?
9. Как оценивается коэффициент нефтеизвлечения заводненной части залежи?
10. В чем состоит контроль технического состояния геолого-технического комплекса?

са?

5. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В настоящее время из новых технологий разработки нефтяных месторождений кроме традиционного заводнения в промышленной практике наиболее широкое распространение получили тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. Из них можно выделить три основных метода: внутрискластовое горение, паротепловое воздействие и закачку горячей воды. Ниже дается краткое описание методов геолого-промыслового контроля процессов, протекающих при этих способах воздействия.

5.1. Методы контроля процессов внутрискластового горения (ВГ)

К числу основных методов контроля процессов внутрискластового горения относятся: термометрические исследования нагнетательных и добывающих скважин, гидродинамические исследования нагнетательных скважин способом падения (восстановления) давления и комплекс физико-химических методов по анализам продукции добывающих скважин.

Термометрические исследования основаны на проведении регулярных периодических замеров по стволу скважины в интервале продуктивного горизонта. Сравнение этих термограмм между собой и с начальной (природной) геотермой позволяет выделить пропластки, в которых происходит процесс горения, и проследить продвижение фронта горения во времени.

В нагнетательных скважинах термограммы должны сниматься парно — при закачке агента (воздуха, воды) и в период прекращения закачки. В зависимости от продолжительности нагнетания воздуха и воды, т.е. в зависимости от того, на какой стадии находится процесс, термограммы, зарегистрированные в одной и той же скважине, существенно отличаются друг от друга.

На начальной стадии формирования фронта горения в самой нагнетательной скважине и в ее окрестности находится зона высоких температур. На термограммах, зарегистрированных в это время как при нагнетании воздуха, так и после остановки скважины, принимающие пласты, в которых происходит горение, выделяются по крупным температурным аномалиям.

После того, как зона высоких температур удалится от нагнетательной скважины на несколько метров, на термограммах, зарегистрированных при нагнетании воздуха, пропласткам, в которых происходит горение, будут соответствовать участки с нормальной температурой или небольшими положительными аномалиями. После остановки сква-

жины против принимающих пропластков, в которых происходит горение, быстро формируется значительная положительная аномалия.

При длительном нагнетании воздуха и воды с низкой температурой температура принимающих пластов, в которых происходит горение, становится ниже, чем у выше- и нижележащих непроницаемых пород. На термограммах, зарегистрированных при нагнетании воздуха, принимающим пластам соответствуют отрицательные аномалии температуры. После остановки скважины температура этих пластов может по-прежнему остаться низкой или сравниться с температурой вмещающих пород.

При интерпретации термограмм в нагнетательных скважинах следует также иметь в виду, что на начальной стадии – стадии формирования очага горения в однородных пластах мощностью несколько метров и более, процессы горения в связи с гравитационным разделением происходят вначале в верхней части пласта. Затем процесс горения распространяется на нижнюю его часть, постепенно смещаясь вниз. При этом на термограммах, снятых в разные моменты времени, наблюдается постепенное смещение температурной аномалии вниз по толщине пласта.

В добывающих скважинах анализ термограмм проводят при их сравнении с геотермами. При этом необходимо иметь в виду, что истинную температуру пластов можно получить лишь в скважине, простоявшей несколько суток. В действующей скважине из-за дросселирования нефти, поступающей из пласта в скважину, возникают положительные температурные аномалии. Поэтому термограмма не отражает истинной картины. Для того чтобы оценить величину прогрева вследствие теплового воздействия на пласт, нужно из общего приращения температуры выделить величину прогрева за счет дросселирования. Изменение температуры поступающего в скважину флюида в результате дроссельного эффекта

$$\Delta T = K_{д.т.} \Delta p, \quad (5.1)$$

где $K_{д.т.}$ – коэффициент дроссельного эффекта Джоуля–Томпсона, °С/МПа; Δp – депрессия на пласт, МПа.

Если этого не делается, то обычно небольшие температурные аномалии против работающих пластов ошибочно принимаются за влияние фронта горения.

При гидродинамических исследованиях скважин наиболее информативен метод падения (восстановления) давления в нагнетательных скважинах. На кривых восстановления давления (КВД) воздушнонагнетательных скважин иногда выделяется один прямолинейный участок, а иногда два или три участка с разным наклоном.

Наличие на КВД только одного прямолинейного участка обычно объясняется тем, что процесс горения находится в поздней стадии раз-

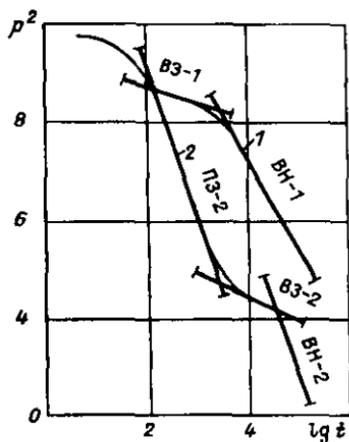


Рис. 55. Сопоставление кривых падения давления (воздухонагнетательная скв. 2639 Копаняур)

вития и вокруг скважины образовалась довольно однородная по фильтрационным свойствам выжженная зона. Размеры ее велики, так как за время исследования не получен импульс от части пласта, находящейся за фронтом горения.

Если КВД имеет два прямолинейных участка и наклон первого меньше, чем второго (рис. 55, 1), то эта кривая характеризует пласт, состоящий из двух зон, concentрично расположенных вокруг скважин. Первый участок, расположенный ближе к скважине (более ранний по времени на КВД), соответствует выжженной зоне с более высокими фильтрационными свойствами (рис. 55, ВЗ-1), а второй — зоне пласта за фронтом горения, где происходит вытеснения высоковязкой нефти (рис. 55, ВН-1).

Если КВД имеет три прямолинейных участка (рис. 55, 2) и второй участок имеет меньший наклон, чем первый и третий, ее можно интерпретировать следующим образом. Второй участок (рис. 55, ВЗ-2) отвечает выжженной зоне пласта с более высокими коллекторскими свойствами. Первый участок соответствует загрязненной призабойной зоне скважины (рис. 55, ПЗ-2), образовавшейся после длительного нагнетания агента. Третий участок (рис. 55, ВН-2) характеризует зону пласта с низкими фильтрационными параметрами за фронтом горения, где движется многокомпонентная смесь.

На рис. 55 кривая снята в воздухонагнетательной скважине спустя шесть месяцев после кривой 1. Сопоставление этих двух кривых показывает, что первый (ВЗ-1) и второй (ВЗ-2) участки кривой 1 соответствуют второму (ВЗ-2) и третьему (ВН-2) участкам кривой 2, так как они имеют примерно одинаковые наклоны. Причем границы между участками ВЗ (выгоревшая зона) и ВН (зона вытеснения нефти) представляют собой положение фронта горения (ФГ). Поскольку

время, соответствующее положению ФГ-1, меньше времени, соответствующего положению ФГ-2, можно утверждать, что за полгода, прошедшие между исследованиями, фронт горения отодвинулся дальше от нагнетательной скважины.

Физико-химические методы контроля основаны на следующем. Важной особенностью процесса ВГ является то, что при нем в пласте образуются различные температурные зоны. В каждой из них протекают те или иные физико-химические процессы, к основным из которых относятся: жидкофазное окисление нефти кислородом воздуха; испарение и конденсация закачиваемой и пластовой воды; экстракция и конденсация компонентов нефти, крекинг нефти; образование и горение остаточного топлива. Это приводит к изменению физико-химических свойств нефти, воды и газов. Наблюдая за изменением этих свойств, строя соответствующие графики и карты и сравнивая между собой карты на разные даты, можно судить о характере и направленности реализуемого на данном объекте процесса ВГ.

Для выявления наиболее информативных – индикаторных параметров нефти, газа и воды, дающих наиболее четкую картину в данных геолого-физических условиях, на стадии опытно-промышленных работ строят графики изменения во времени следующих контрольных параметров:

для нефти: плотности, вязкости, содержания асфальтенов, смол; фракций, выкипающих при температурах до 300 и 350°C;

для воды: плотности, водородного показателя pH; содержания ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , $\text{Na}^{++} + \text{K}^+$, мг-экв/л;

для газов: содержания кислорода, оксида углерода, диоксида углерода, сероводорода и сернистого ангидрида.

На стадии промышленных работ контроль ведется только по индикаторным, наиболее информативным параметрам, для которых строят графики изменения значений параметров во времени. Для воды также строят карты изменения значений плотности и водородного показателя pH, а для газа – карты процентного содержания кислорода и диоксида углерода. Строить карты текущих значений параметров нефти признано нецелесообразным, так как они не позволяют однозначно интерпретировать развитие процесса ВГ.

5.2. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ПТВ)

При контроле процессов паротеплового воздействия наиболее широко применяются термические, гидродинамические и геохимические методы.

Термические исследования при паротепловом воздействии проводят с целью контроля технического состояния эксплуатационных колонн паронагнетательных скважин, определения поглощающих интер-

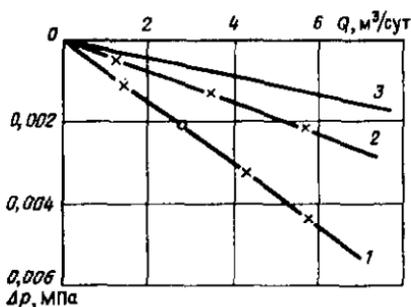


Рис. 56. График изменения продуктивности по нефти до применения блочно-циклического ПТВ (1), во время воздействия (2) и после него (3)

валов в нагнетательных скважинах и выделения в добывающих скважинах интервалов, по которым произошло опережающее продвижение теплоносителя. Для этого по стволу скважин и в интервале продуктивного горизонта снимаются термограммы.

Места негерметичности колонн или нарушения целостности цементного камня за колонной фиксируются по характерным изломам на термограммах. Пласты, которые принимают теплоноситель в нагнетательных скважинах и по которым прошло опережающее продвижение в добывающих скважинах, выделяются по температурной аномалии.

В комплекс гидродинамических исследований при ПТВ входят: замеры устьевого, забойного и пластового давлений; исследования методом установившихся отборов с построением индикаторных диаграмм; снятие кривых восстановления пластового давления; дебитометрия вдоль фильтра работающей скважины и др. Сравнительно невысокие значения температур в добывающих скважинах позволяют производить гидродинамические исследования, расшифровку и анализ этих результатов общепринятыми стандартными методиками, описанными в предыдущих разделах.

Вместе с тем, в связи с необходимостью быстрого реагирования на возможные оперативные изменения рекомендуют широко применять требующие минимальных затрат времени и труда исследования скважин на одном установившемся режиме. Этот метод позволяет объективно контролировать тепловой процесс и проводить массовые исследования скважин. Особенно эффективно его применение на поздней стадии разработки при незначительном пластовом давлении при низких депрессиях. В этом случае забойное давление, КВД и пластовое давление можно регистрировать на одном бланке при одном спуске манометра, поскольку всегда можно отличить на бланке регистрации пластовое давление от забойного, несмотря на небольшую разницу между ними. Причем в качестве режима исследования принимается рабочий режим скважины, нередко оказывающийся единственно возможным.

При установившемся режиме работы на одном режиме и получении значения пластового давления строят индикаторную диаграмму, представляющую собой в координатах дебит — депрессия отрезок прямой, соединяющей начало координат с точкой, полученной при исследовании на данном режиме (рис. 56).

На рис. 56 приведены индикаторные линии по добывающей скважине одного из месторождений, где более 15 лет осуществляется паротепловое воздействие. Сопоставление индикаторных линий, полученных в разные периоды, показывает рост продуктивности скважины и, следовательно, положительный эффект от ведения термопроцесса.

Данные замеров пластового давления и температуры продуктивных пластов используются для построения карт изобар и изотерм. Эти карты, построенные по общепринятой методике, являются основой для контроля распространения теплоносителя и оценки эффективности процесса теплового воздействия. Для этого сопоставляются между собой карты, построенные на разные даты.

Контроль процесса паротеплового воздействия гидрохимическими методами выполняется путем периодического и относительно одновременного отбора проб воды добывающих скважин, выполнения химических анализов отобранных проб, построения гидрохимических карт на разные периоды разработки и геолого-промысловой интерпретации изменений гидрохимической обстановки по разрабатываемой залежи.

В процессе разработки методом ПТВ в продуктивных пластах под влиянием пароводяной смеси изменяются солевой состав, типы и минерализация подземных вод. По сравнительному анализу химического состава и темпам изменения минерализации попутных вод в добывающих скважинах относительно естественного начального или сложившегося к определенному времени фона представляется возможным судить о степени гидрохимических преобразований в продуктивном горизонте. Эти изменения генетически связаны с основными направлениями движения фильтрационных потоков пароводяной смеси, масштабом и интенсивностью процессов ПТВ за определенный промежуток времени.

Наиболее детальное представление о химическом составе пластовых вод и особенностях его изменения во времени дает полный химический анализ с определением плотности, Cl^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , общей минерализации и содержания микроэлементов — иода, брома, бора и аммония.

Однако для целей оперативного контроля в крепких хлоркальциевых растворах с минерализацией выше 30 г/л, при значительной разнице минерализаций пластовых вод и конденсата достаточно пользоваться определениями хлор-иона. Для маломинерализованных вод (до 10–15 г/л) хлоридно-гидрокарбонатно-натриевого типа определение при кратких анализах только хлор-иона недостаточно для выявле-

ния общих закономерностей. В этом случае для построения гидрохимических карт следует определять сумму ионов $\text{Cl}^- + \text{HCO}_3^-$.

Контроль при нагнетании в пласт горячей воды для интенсификации процессов нефтедобычи и повышения конечного нефтеизвлечения неоднородных пластов, содержащих парафинистые и вязкие нефти, во многом аналогичен контролю при обычном традиционном заводнении.

Следует лишь остановиться на двух обстоятельствах. Во-первых, при нагнетании горячей воды больше внимания уделяется термометрам и строят карты изотерм так же, как и при паротепловом воздействии.

Второе обстоятельство состоит в том, что экономическая эффективность заводнения горячей водой во многом зависит от величины теплопотерь, происходящей при ее транспортировке от нагревательного элемента до забоя нагнетательной скважины. Поэтому при заводнении горячей водой особое внимание должно уделяться контролю функционирования наземной системы приготовления и подачи тепла к скважине и движения теплоносителя в нагнетательной скважине от устья до забоя.

Наиболее существенные теплопотери при нагревании горячей воды происходят в водоразводящих коммуникациях. Для получения наиболее полной информации о теплопотерях в разводящей системе оборудуются специальные узлы (точки) замеров температуры, чаще всего представляющие собой "термокарманы" для помещения термометров или специальные датчики. При несоответствии проектных и фактических температурных режимов на объектах подготовки теплоносителя и его транспортировки должны быть приняты немедленные меры по устранению этих расхождений. Отклонение температурного режима более чем на 8–10% от проектного считается недопустимым даже при кратковременных (2–5 сут) изменениях.

Величина температуры воды на забое нагнетательной скважины является одним из важнейших граничных условий при расчетах вытеснения нефти горячей водой. Информация о температуре в стволе нагнетательной скважины и сравнение расчетных и фактических данных позволяют судить об исправности эксплуатационной колонны, степени герметичности заколонного цементного кольца и других важных технических условиях реализуемого процесса заводнения.

Распределение температуры по стволу скважины и значение забойной температуры определяются путем температурного замера и снятия термограммы.

Расчетная температура T в любой точке скважины определяется выражением

$$\frac{T}{T_{в} - T_{у}} = \exp(-Nz) + \frac{T_{у} + \Gamma p z}{T_{в} - T_{у}} - \frac{\Gamma p}{N(T_{в} - T_{у})} \times$$

$$\times [1 - \exp(Nz)], \quad (5.2)$$

$$\text{где } N = \frac{2 \pi}{c_{в} q_{т} \left\{ \sum_i^n \frac{2}{d_i \mathcal{L}_i} + \frac{1}{\lambda_i} \sum_i^n \ln \frac{d_i + 1}{d_i} + \frac{1}{\lambda} \ln \left[1 + \sqrt{\frac{4n \lambda_n t}{\mathcal{L}^2 n}} \right] \right\}}; \quad (5.3)$$

$T_{в}, T_{у}, T_{з}$ – соответственно температура нагнетаемой воды, горных пород на уровне нейтрального слоя и на забое скважины, °С; Γp – геометрический градиент от нейтрального слоя до забоя, °С/м; $q_{т}$ – расход теплоносителя (воды), кг/м; $c_{в}$ – теплоемкость воды, Дж/(кг·°С); λ_i, λ – коэффициенты теплопроводности колонны с цементным камнем и горных пород, Вт/(м·°С); t – продолжительность нагнетания, с; d_i – диаметр колонны, м; d_n – диаметр ствола скважины, м; \mathcal{L}_i – коэффициенты теплоотдачи на граничных поверхностях стенки; λ_n – коэффициент температуропроводности горных пород, м²/с.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется контроль внутрислоевого горения?
2. Как осуществляется контроль процессов паротеплового воздействия на пласт?

6. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Вопросам охраны среды обитания человечества, животного и растительного мира сейчас во всем мире придается огромное значение. Вызвано это тем, что интенсивное развитие индустрии и связанное с этим загрязнение воздушного и водного бассейнов продуктами промышленного производства, истребление лесов, эрозия почв и другие проявления неразумного и неблагоприятного воздействия на природу, нарушение сложившихся биологических и геохимических связей поставили природу, а с ней и само человечество на грань экологической катастрофы. Геологическая среда, к которой относятся недра, испытывающие воздействие человека при добыче полезных ископаемых, представляет собой минеральную основу биосферы и поэтому требует к себе такого же бережного отношения, как окружающие нас животный и растительный мир, плодородие почв, атмосферный и водный бассейны и т. п.

У нас в стране наметился коренной поворот в отношении улучше-

ния охраны природы. Создан специальный Государственный Комитет, на который возложены функции организации действенной работы по защите окружающей среды и координации этой работы с другими странами.

Ведомственный контроль за соблюдением установленного порядка пользования недрами, недопущения нанесения вреда недрам при разведке и добыче полезных ископаемых, правильным ведением работ по изучению недр и т. п. возложен на геологическую службу промышленных предприятий.

В частности, обязанности контроля охраны недр при разработке нефтяных и газовых месторождений лежат на промыслово-геологической службе.

В основах законодательства о недрах к основным требованиям в области охраны недр отнесены:

обеспечение полного и комплексного изучения недр;

соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами;

наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов;

недопущение вредного влияния работ, связанных с недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых;

охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений и осложняющих их разработку;

предотвращение загрязнения недр при подземном хранении нефти, газа и иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранение лесных массивов, заповедников, охранных зон и т. п.

Правилами разработки нефтяных и газовых месторождений охрана недр и окружающей среды в процессе разбуривания и ввода в разработку месторождений нефти и газа предусматривается. При бурении скважин на нефтяных и газовых месторождениях должны быть приняты и проконтролированы меры, обеспечивающие:

предотвращение открытого фонтанирования, грифообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Пласты с признаками нефтегазоносности, обнаруженные в процессе бурения скважины по данным керна, каротажа и непосредственных нефтегазопроявлений, должны быть изучены с целью определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Пласты с благоприятными показателями следует взять на учет. При прохождении их скважинами необходимы меры по охране недр. В процессе разведки при подготовке месторождений к разработке опробуют все пласты, нефтегазоносность которых отмечена по результатам анализа шлама, образцов пород и геофизических исследований. В случае получения при опробовании этих пластов воды на них должны быть проведены исследовательские работы, уточняющие источник поступления воды, и при необходимости повторное опробование после изоляционных работ.

Вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающие выбросами или открытыми фонтанами проводят при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Противовыбросовое оборудование и его обвязку монтируют в соответствии с типовой схемой, утвержденной объединением и согласованной с органами Госгортехнадзора и военизированными частями по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Обвязка превенторов должна обеспечивать возможность промывки скважины с противодавлением на пласты. Перед установкой противовыбросовое оборудование испытывают на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины превентор опрессовывается вместе с колонной на давление, величина которого определяется максимальным давлением, ожидаемым на устье скважины при возможном открытом фонтанировании.

Эксплуатационные объекты месторождения следует разбуривать при обеспечении всех необходимых мер по предотвращению ущерба другим объектам. При первоочередном разбуривании нижних пластов должны быть предусмотрены все необходимые технические мероприятия, гарантирующие успешную проводку скважин через верхние продуктивные пласты (предотвращающие нефтяные или газовые выбросы и открытые фонтаны, а также глинизацию верхних пластов и ухудшение их естественной проницаемости).

В скважинах, проводимых на нижележащие пласты, должны быть осуществлены технические мероприятия по предупреждению ухода промывочной жидкости в верхние пласты. При уходе промывочной жидкости в разрабатываемые верхние пласты эксплуатация добывающих скважин, ближайших к бурящейся, должна быть прекращена до окончания ее бурения или спуска промежуточной колонны, перекрывающей эксплуатируемый пласт.

Для предотвращения снижения проницаемости призабойной зоны скважин в результате длительного воздействия на них воды или глинистого раствора после окончания бурения скважин и перфорации колонны принимаются меры по немедленному освоению скважин. Временное бездействие скважин, связанное с отставанием обустройства площадей, допускается только при условии заполнения ствола скважины (или хотя бы его нижней части) пластовой жидкостью.

В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазодонных пластов, производят изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнений земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. Они включают:

- планировку и обваловку буровых площадок, емкостей с нефтепродуктами и химреагентами, использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища;

- многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведенные места;

- рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения скважин.

Контролируя состояние охраны недр и окружающей среды при разработке нефтяных и газовых месторождений, нужно исходить из следующих положений.

Нефтяное или газовое месторождение в целом и каждый его отдельный объект должны разрабатываться в соответствии с утвержденными проектными документами. Вносимые в процессе эксплуатации месторождения (залежи) не предусмотренные проектом (технологической схемой) предложения по совершенствованию системы разработки, ведущие к изменению принятых проектных положений по количеству добывающих и нагнетательных скважин, уровней добычи

нефти и закачки воды, могут быть начаты внедрением только после переутверждения проектного документа.

Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и т. п.) не допускается. В районе дефектных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль с целью принятия в случае необходимости соответствующих мер по охране недр.

При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть обеспечена сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного горизонта. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение пласта не наблюдались, а после обработки началось интенсивное поступление породы пласта в скважину, необходимо прекратить или ограничить отбор нефти из скважины и осуществить технические мероприятия по ограничению доступа породы пласта в ствол скважины.

Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи нефти на каждом новом нефтяном месторождении предшествуют экспериментальные исследования, проводимые с целью обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца скважины. Освоение скважин после бурения, подземного и капитального ремонта следует производить при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование. При обводнении эксплуатационных (добывающих) скважин помимо контроля за обводненностью их продукции необходимо проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести к потерям нефти и газа в недрах, то необходимо установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Перевод скважин на другие объекты с целью использования их в качестве добывающих, нагнетательных или специальных допускается:

во всех случаях, когда он предусмотрен в утвержденных проектных документах на разработку объектов (при условиях, указанных в проектных документах);

при обосновании технологической и экономической целесообразности этого мероприятия в соответствии с действующими инструкциями и положениями. К факторам, обуславливающим целесообразность перевода скважины на другой объект, относятся:

а) полная выработка (истощение) эксплуатируемого объекта в районе скважины;

б) отсутствие потребности или возможности в использовании скважины на старом объекте в качестве нагнетательной или специальной;

в) невозможность дальнейшей эксплуатации скважины на старом объекте по причинам аварийного характера (слом обсадной колонны, слом или прихват насосно-компрессорных труб и другие сложные аварии, которые не удается ликвидировать с помощью ремонтных работ);

г) невозможность эксплуатации скважины на старом объекте без нарушения требований охраны недр (дегазация разрабатываемого или соседних по разрезу объектов, наличие нежелательных перетоков нефти, газа и воды между пластами и др.).

Скважины, переведенные на другой объект, необходимо рассматривать как новые для данного объекта, и по ним должны быть проведены исследования в соответствии с действующим для этого объекта обязательным комплексом гидродинамических и промыслово-геофизических исследований.

Приобщение новых объектов для совместной эксплуатации с ранее эксплуатируемыми в данной скважине объектами производится в случаях:

когда оно предусмотрено проектными документами на разработку;

при обосновании технологической и экономической целесообразности этого мероприятия в соответствии с действующими инструкциями и положениями.

Приобщение новых объектов к ранее эксплуатируемым в данной скважине допускается при выполнении следующих основных требований:

а) эксплуатируемые и приобщаемые объекты надежно изолированы цементным кольцом от выше- и нижезалегающих пластов;

б) гарантировано отсутствие перетоков жидкости и газа между эксплуатируемым и приобщаемым объектами как в процессе эксплуатации скважин, так и в период ее простоя;

в) гарантирована нормальная совместная эксплуатация объектов без осложняющих факторов (пробкообразование, интенсивное отложение солей и др.);

г) нефти ранее эксплуатируемого и приобщаемого объектов однотипны по сорту, их фильтрационные характеристики примерно одинаковы;

д) обеспечена техническая возможность совместного и отдельного исследований эксплуатируемых объектов глубинными приборами (дебитомерами, влагомерами и др.).

Целесообразность подключения новых объектов должна быть обоснована данными, указывающими на возможность рентабельной добы-

чи нефти из подключаемого объекта без снижения добычи жидкости из основного объекта.

До и после работ по подключению новых объектов в скважинах проводятся исследования с целью оценки эффективности подключения.

Тщательный контроль осуществляется за консервацией скважин. Временной консервации в случае необходимости подлежат:

- скважины, находящиеся в строительстве;
- вновь сооруженные нефтяные скважины;
- действующие скважины.

Нефтяные и газовые скважины, находящиеся в строительстве, могут быть временно законсервированы на срок не более одного года при необходимости приостановления работ по их сооружению в случаях:

а) невозможности подъезда к буровой из-за паводка, оползней и обвалов проезжей части дорог, если на их восстановление требуется длительное время;

б) нарушение устьев и фундаментов скважин (в результате стихийных бедствий, оползней, размывов и др.), требующих длительного времени на их восстановление;

в) возникновения пожара, грифообразования и открытого фонтанирования на других скважинах разбуриваемой площади, если создается опасность ведения буровых работ на данной скважине;

г) невозможности дальнейшего углубления скважины при установленном оборудовании, когда углубление связано с необходимостью изменения первоначально утвержденного проекта;

д) если (при кустовом бурении) бурение этой скважины по схеме расположения устьев не позволяет освоить и ввести в эксплуатацию предыдущую скважину.

Из вновь пробуренных могут быть временно законсервированы:

а) разведочные скважины, законченные опробованием и давшие промышленный приток нефти и газа на разведываемых площадях до организации на них нефтегазодобычи;

б) разведочные скважины, вскрывшие пласты, благоприятные для хранения газа, до сооружения в них подземных хранилищ газа;

в) оказавшиеся за контуром нефтеносности разведочные скважины, которые можно использовать при промышленной разработке месторождения в качестве нагнетательных, наблюдательных, контрольных;

г) газовые скважины нефтегазовых месторождений, оборудованные для присоединения их к магистральным газопроводам, до ввода этих газопроводов в действие или готовности потребителей к приему газа;

д) эксплуатационные (добывающие) скважины, пробуренные в соответствии с утвержденным проектом (технологической схемой) раз-

работки месторождения, до ввода в действие (в случае отсутствия других транспортных возможностей) строящихся магистральных нефтепроводов или до готовности потребителей к приему нефти.

Из действующих временно могут быть законсервированы:

а) добывающие нефтяные скважины, эксплуатация которых прекращена во избежании преждевременной дегазации или обводнения пластов, а также газовые скважины нефтегазовых месторождений, прекращение эксплуатации которых необходимо для обеспечения разработки нефтяных оторочек;

б) скважины, дающие низкокачественную нефть или газ, в связи с ограничением их потребления;

в) нефтяные и газовые скважины, эксплуатация которых прекращена по требованию компетентных организаций в целях противопожарной и санитарной охраны, а также вследствие того, что эти скважины оказались в пределах городской (поселковой) черты соответствующих населенных пунктов;

г) добывающие нефтяные скважины, полностью обводненные в процессе их эксплуатации или подлежащие остановке вследствие обводнения согласно технологической схеме, проекту разработки месторождения, если они могут быть использованы при дальнейшей разработке нефтяного месторождения;

д) малодебитные эксплуатационные (добывающие) скважины, эксплуатация которых в настоящее время экономически нецелесообразна;

е) нефтяные и газовые скважины, эксплуатация которых прекращена в связи с проведением экспериментальных работ по разработке месторождения;

ж) нагнетательные и водозаборные скважины, эксплуатация которых прекращена по технологическим причинам, но которые можно использовать в дальнейшем в процессе разработки месторождения (залежи).

Работы по консервации вновь сооруженных действующих скважин и оформление соответствующей документации осуществляются в соответствии с действующим положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин и с действующей инструкцией по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

Все пробуренные скважины (разведочные, добывающие, специальные и др.), выполнившие свое назначение, и дальнейшее использование которых в народном хозяйстве нецелесообразно или невозможно, подлежат ликвидации в соответствии с действующим положением.

При ликвидации скважин их ствол заливается качественным глинистым раствором плотностью, создающей на забое давление, превышающее пластовое. У устья скважины устанавливается цементная пробка. Если ликвидируется скважина, в разрезе которой имеются слабопродуктивные или непродуктивные нефтегазонасыщенные пласты, против каждого из них устанавливаются цементные мосты. Высота каждого цементного моста должна быть равна толщине пласта плюс 20 м его кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м. Извлечение обсадных колонн разрешается при отсутствии в разрезе скважины нефтенасыщенных или газонасыщенных пластов, а также напорных минерализованных вод, которые могут загрязнить верхние пресные воды.

Не менее одного раза в два года, а по месторождениям с содержанием в газе более 6% сероводорода — два раза в год обследуется техническое состояние ликвидированных скважин. Результаты обследования оформляются актом. В случае нефтегазопроявлений на устье ликвидированной скважины должны быть немедленно проведены работы по их устранению.

Охране окружающей среды от загрязнения при разработке залежей углеводородов должно придаваться особое значение. Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающие условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно или в будущем.

В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов и технологических процессов, служащих источниками утечки углеводородов и других вредных веществ, оказывающих вредное влияние на окружающую среду.

К наиболее массовым загрязнителям атмосферы при добыче нефти и газа относятся диоксид серы, оксиды углерода, азота, УВ и т. п. Опасность загрязнения атмосферы возникает уже в процессе бурения скважин. При разбуривании газовых месторождений в результате прорыва газа по трещинам в пластах, залегающих вблизи земной поверхности, возможно образование выходов газа и атмосферу (грифообразование), иногда на очень больших расстояниях. Для предотвращения этого явления необходимо использовать специальные растворы (утяжеленные, химически обработанные).

Загрязнение атмосферы сернистыми соединениями происходит особенно интенсивно при сжигании газа в факелах. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух загрязняется также вследствие неисправности элементов оборудования замерных установок, систем сбора продукции скважин, а также вследствие испаре-

ния нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и др.

Для борьбы с указанными отрицательными явлениями необходима утилизация сжигаемого газа и содержание промыслового оборудования в надлежащем состоянии.

Почвенный и растительный покров в процессе строительства буровой нарушается в результате расчистки и планировки площади, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров. В этих амбарах скапливается значительное количество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными материалами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т. п. Значительную опасность представляют буровые растворы, особенно приготовленные на нефтяной основе. Загрязнение ими почв происходит обычно в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, притоков их по поглощающим горизонтам, имеющим выходы на поверхность, и т. п.

При эксплуатации залежей основную опасность для почв и растительности представляют нефть и нефтепродукты, попадающие на землю в результате аварий и потерь в системе их сбора и транспорта, а также промысловые сточные воды.

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному изменению физико-химических свойств почв. При этом ухудшается их азотный режим, нарушается корневое питание растений. Загрязненный нефтью плодородный слой земли не восстанавливается в течение очень длительного времени. Загрязнение территорий сточными водами нефте- и газопромыслов происходит вследствие того, что они не в полном объеме используются для заводнения или сбрасываются в поглощающие горизонты. Часть их теряется непосредственно на территории промысла, а часть сбрасывается в так называемые поля испарения. Это приводит к заболачиванию территории промысла, отравлению почв и растительности в связи с высокой токсичностью сточных вод.

Сильнейшее воздействие на природу оказывают горящие факелы. Помимо загрязнения атмосферы в радиусе 200–250 м от факела полностью уничтожается всякая растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

Важнейшим мероприятием, направленным на восстановление нарушенного плодородия почвы, является рекультивация земель. Рекультивация предусматривает снятие и сохранение плодородного слоя почвы при подготовке площадки под буровую, транспортировку снятого слоя к месту временного хранения и возвращение его на место после окончания буровых работ.

Водная среда при бурении скважин и добыче нефти и газа также подвергается загрязнению. К загрязняющим воду веществам относятся нефть и нефтепродукты, буровой шлам, утяжеленные промывочные

растворы, сточные воды, характеризующиеся не только повышенным содержанием различных химических примесей, но и высокой минерализацией. Эти отходы нефтегазодобывающей промышленности могут загрязнять пруды, озера, реки. В связи с интенсивным развитием разведки месторождений и добычи нефти и газа на континентальном шельфе подобная угроза нависает и над морскими акваториями.

Нефть и другие ядовитые вещества, попадая в водоемы, вызывают гибель растительного и животного мира в результате отравления, а также из-за прекращения притока кислорода вследствие образования на поверхности воды пленки нефти.

К важнейшим мероприятиям, предотвращающим загрязнение вод, относятся следующие:

широкое внедрение в районах добычи нефти замкнутых систем водоснабжения с ограниченным забором свежей пресной воды;

внедрение эффективных методов подготовки нефти, газа и пластовых вод с целью снижения потерь УВ;

использование передвижных металлических емкостей для сбора нефти при освоении, глушении и подземном ремонте скважин;

использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов.

Использование указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране водных ресурсов.

Указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде, практически невозможно. Деятельность по охране природы для геолога не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требований существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить геологу основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать своевременному выявлению ситуаций, в которых может быть нанесен вред недрам или окружающей среде, и выбору эффективных мер для их предотвращения или ликвидации независимо от того, нашла данная ситуация отражение в том или ином нормативном документе или нет.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается контроль охраны недр и окружающей среды при разработке залежей нефти и газа?

2. Как реализуется контроль консервации и ликвидации скважин различного назначения?

3. Какие основные мероприятия направлены на предотвращение загрязнения окружающей среды?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Иванова М. М., Дементьев Л. Ф., Чоловский И. П.* Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. — М.: Наука, 1985.
2. *Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г. А. Зотова и З. С. Алиева.* — М.: Недра, 1980.
3. *Коротав Ю. П., Закиров С. Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1981.
4. *Орлинский Б. М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. — М.: Недра, 1977.
5. *Правила разработки нефтяных и газовых месторождений.* — М.: Миннефтепром, 1987.
6. *Справочник по нефтепромысловой геологии / Под ред. Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова.* — М.: Недра, 1981.
7. *Спутник нефтегазопромыслового геолога / Под ред. И. П. Чоловского.* — М.: Недра, 1989.
8. *Султанов С. А.* Контроль за заводнением нефтяных пластов. — М.: Недра, 1974.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Цели и задачи геолого-промыслового контроля разработки	
1.1. Залежи нефти и газа как объекты исследования нефтегазопромысловых геологий	4
1.1.1. Залежи в статическом состоянии — сложные природные системы ...	4
1.1.2. Залежи в динамическом состоянии — геолого-технические комплексы	5
1.1.3. Контроль разработки — изучение динамического состояния залежей	7
1.2. Стадийность проектирования и разработки залежей нефти и газа	10
1.2.1. Стадийность проектирования разработки	10
1.2.2. Стадийность разработки залежей	13
1.2.3. Цикличность разных видов работ при разработке залежей	18
1.3. Цели и задачи геолого-промыслового контроля на разных стадиях разработки залежей	20
2. Геолого-промысловый контроль в период подготовки залежи к промышленному освоению	25
2.1. Особенности информации, необходимой для подготовки залежей нефти и газа к промышленному освоению	25
2.1.1. Получение исходных данных для составления статической модели залежи	26
2.1.2. Пробная эксплуатация — основа для прогнозирования динамической модели залежи	31
2.2. Методы получения информации при проведении пробной эксплуатации ..	33
2.2.1. Наблюдения за работой скважин	33
2.2.2. Гидрогазодинамические исследования в скважинах	48
2.2.3. Отбор проб пластовых флюидов	65
2.3. Прогнозирование динамической модели залежей нефти и газа	67
2.3.1. Сущность прогнозной динамической модели, создаваемой на стадии подготовки залежи к разработке	67
2.3.2. Динамика добычи нефти, газа, конденсата, производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин	68
2.3.3. Динамика пластового давления	72
2.3.4. Природный режим залежей	76
2.3.5. Фильтрационные свойства и геологическая неоднородность пластов продуктивного горизонта	77
2.3.6. Характеристика физико-химических свойств пластовых флюидов ..	80
3. Геолого-промысловый контроль на I и II стадиях разработки залежей нефти и газа	84
3.1. Методы получения информации на I и II стадиях разработки залежей нефти и газа	85

3.2. Методы построения динамической модели геолого-технического комплекса (залежи нефти и газа в разработке)	96
3.2.1. Сущность динамической модели залежи на I и II стадиях разработки	97
3.2.2. Динамика технологических показателей разработки	100
3.2.3. Определение охвата объема залежи процессом разработки	101
4. Геолого-промысловый контроль на III и IV стадиях добычи	110
4.1. Методы получения информации на III и IV стадиях разработки залежей нефти и газа	110
4.1.1. Изучение работы пластов	111
4.1.2. Изучение изменения насыщенности пластов в процессе выработки запасов (заводнение)	114
4.2. Методы построения динамической модели залежей нефти и газа на III и IV стадиях разработки залежей	121
4.2.1. Сущность динамической модели залежи на последних стадиях разработки	123
4.2.2. Закономерности и особенности заводнения залежей в процессе разработки	125
4.2.3. Оценка полноты выработки запасов	136
4.2.4. Распределение остаточных запасов в объеме залежи	141
4.3. Контроль технического состояния геолого-технического комплекса (ТТК)	151
5. Геолого-промысловый контроль при применении новых технологий разработки залежей нефти	156
5.1. Методы контроля процессов внутрислоевого горения (ВГ)	156
5.2. Контроль процесса паротеплового воздействия (ПТВ)	159
6. Контроль состояния охраны недр и окружающей среды	163
Список литературы	174