

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Казанский национальный исследовательский
технологический университет»

Н. Ю. Башкирцева, Д. А. Куряшов, А. А. Фирсин

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Казань
Издательство КНИТУ
2020

УДК 622.276(075)

ББК 33.361я7

Б33

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
Казанского национального исследовательского технологического университета*

Рецензенты:

канд. хим. наук Е. С. Охотникова

канд. техн. наук Л. А. Гараев

Башкирцева Н. Ю.

Б33 Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / Н. Ю. Башкирцева, Д. А. Куряшов, А. А. Фирсин; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2020. – 84 с.

ISBN 978-5-7882-2928-7

Рассмотрены этапы поисково-разведочных работ, приведены понятия и примеры геологического разреза скважины и структурной карты, представлены геофизические и геохимические методы разведки, а также классификация запасов и ресурсов.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлениям 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 18.04.01 «Химическая технология».

Подготовлено на кафедре химической технологии переработки нефти и газа.

УДК 622.276(075)

ББК 33.361я7

ISBN 978-5-7882-2928-7

© Башкирцева Н. Ю., Куряшов Д. А.,
Фирсин А. А., 2020

© Казанский национальный исследовательский
технологический университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.....	4
1.1. Этапы поисково-разведочных работ.....	4
1.2. Геологический разрез скважины.....	5
1.3. Структурная карта.....	8
2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ.....	10
2.1. Геофизические методы разведки	11
2.2. Геохимические методы разведки	26
3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ.....	27
4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ.....	32
5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	33
5.1. Системы разработки многопластовых месторождений	33
5.2. Системы разработки отдельных залежей нефти.....	36
5.2. Контроль и регулирование разработки нефтяной залежи...	39
5.4. Коэффициент извлечения нефти	44
5.5. Методы поддержания пластового давления	47
5.5.1. Заводнение	49
5.5.2. Водоснабжение	59
5.5.3. Нагнетание газа или воздуха.....	69
6. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	72
6.1. Режимы разработки залежей природного газа и газоконденсата.....	73
6.2. Системы размещения скважин.....	76
6.3. Способы контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений.....	78
ЛИТЕРАТУРА.....	81

1. ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Поисково-разведочные работы проводятся в целях открытия нефтяного или газового месторождения, определения его запасов и составления проекта разработки. Они осуществляются в соответствии со следующими принципами:

1. Рациональная полнота исследования объекта.
2. Последовательность *приближений* в геологической изученности объекта.
3. Относительная *равномерность* (равная достоверность) изучения объекта.
4. *Экономичность* – минимальные затраты при подготовке месторождения к освоению (трудовые, временные и материальные).

1.1. Этапы поисково-разведочных работ

На первом этапе, называемом *общей геологической съемкой*, составляется геологическая карта местности.

Горные выработки на этом этапе не делаются, а проводятся лишь работы по расчистке местности для обнажения коренных пород. Общая геологическая съемка позволяет получить некоторое представление о геологическом строении современных отложений на изучаемой площади. Характер залегания пород, покрытых современными отложениями, остается неизученным.

На втором этапе, называемом *детальной структурно-геологической съемкой*, бурят картировочные и структурные скважины для изучения геологического строения площади. Картировочные скважины бурят глубиной от 20 до 300 м для определения мощности наносов и современных отложений, а также для установления формы залегания слоев, сложенных коренными породами.

На этом этапе поисковых работ применяют геофизические и геохимические методы, позволяющие более детально изучить строение недр и более обоснованно выделить площади, перспективные для глубокого бурения с целью поиска залежей нефти и газа.

По результатам общей геологической съемки и картировочного бурения строят геологическую карту, на которой условными обозначениями изображается распространение пород различного возраста. Для более полного представления об изучаемой площади геологическая карта дополняется сводным стратиграфическим разрезом отложений и геологическими профилями.

На третьем этапе осуществляется глубокое бурение поисковых скважин. Успешность поисковых работ на этом этапе в значительной степени зависит от качества работ, проведенных во втором этапе.

В случае получения из поисковой скважины нефти и газа заканчиваются поисковые работы и начинается *детальная разведка открытого нефтяного или газового месторождения*. На площади одновременно бурят так называемые оконтуривающие, оценочные и контрольно-исследовательские глубокие скважины для установления размера (или контура) залежи и контроля за ходом разведки месторождения.

После бурения необходимого числа глубоких скважин для разведки месторождения период поисково-разведочных работ заканчивается и начинается период бурения эксплуатационных скважин (внутри контура нефтеносности или газоносности).

1.2. Геологический разрез скважины

Геологический разрез скважины составляют на основе данных, полученных при комплексных наблюдениях, главным образом результатов изучения керна, электрического и радиоактивного каротажа (рис. 1.1).

Разрез скважины изображают графически, используя условные знаки для показа литологического состава пробуренных пород. *Условные знаки изображения литологического состава пород не стандартизованы и в отдельных районах различны.*

На соответствующих глубинах в разрезе указывают признаки присутствия нефти, газа и воды, возможные обвалы стенок скважины, прекращение циркуляции жидкости и др. Из технических данных указывают глубину спуска обсадных колонн, их диаметр, высоту подъема цемента и т. д. Разрезы скважин вычерчивают в масштабе 1:500 или 1:1000.

Составленный геологический разрез (профиль) скважины разбивают на свиты, горизонты и пласты в следующем порядке (рис. 1.2).

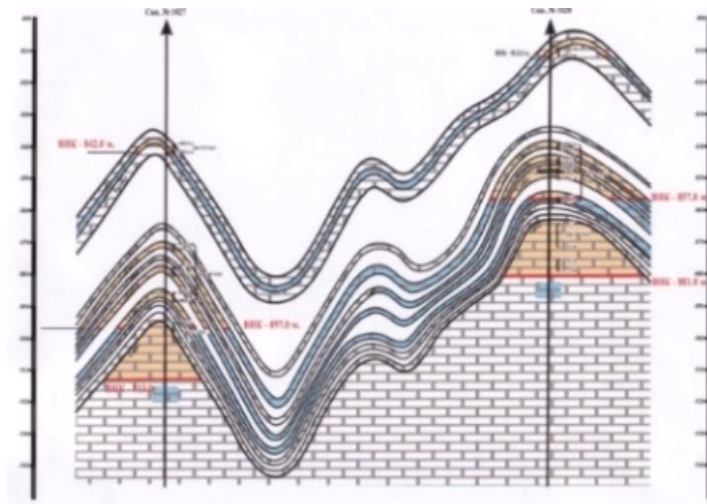


Рис. 1.1. Геологический разрез

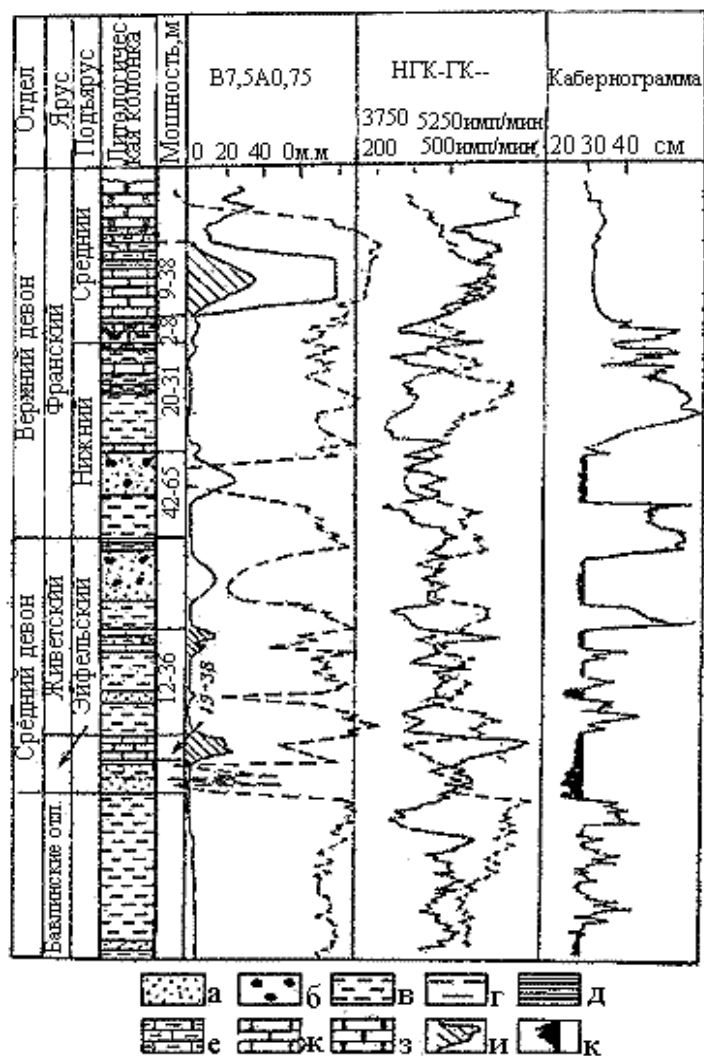


Рис. 1.2. Геологический разрез скважины:

а – песчаник; б – нефтеносность; в – аргелиты; г – алевралиты;
 д – сланцы; е – известняки глинистые; з – доломиты;
 и – геофизические реперы; к – глинистая корка

1. Выделяют *свиты* по стратиграфическому признаку, пользуясь данными микрофауны, макрофауны и комплексных наблюдений.

2. Внутри стратиграфических свит по литологическому признаку выделяют *пачки пород*: песчаные, глинистые, песчано-глинистые, карбонатные и т. п.

3. Внутри литологических пачек выделяют горизонты: газоносные, нефтеносные и водоносные.

4. Внутри горизонтов выделяют пласты: газоносные, нефтеносные, водоносные, маркирующие и т. п.

При маркировке основные пласты обозначают римскими цифрами, а второстепенные – буквенными.

Таким образом, геологический разрез и разрез по скважине отображают последовательность напластований в месторождении, их среднюю мощность и литологический состав.

Нормальный (или типовой) разрез скважины по месторождению составляют после общей корреляции разрезов скважин данного месторождения (рис. 1.3).

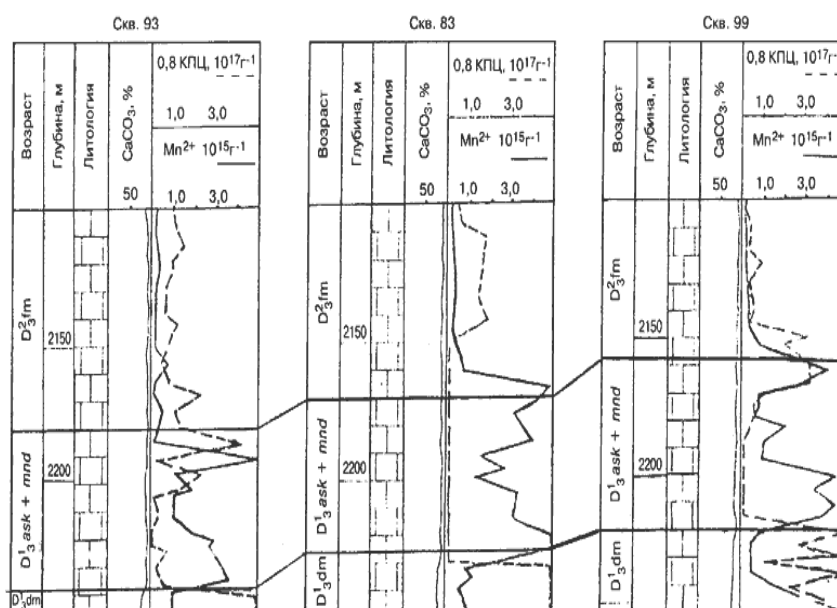


Рис. 1.3. Корреляция разрезов скважин

Корреляция заключается в выделении опорных пластов (и горизонтов) и определении глубин их залегания с целью установления последовательности залегания пород, выявления одноименных пластов для прослеживания за изменением их мощности, литологического и фациального составов в различных направлениях.

На нормальном разрезе скважины обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом – вертикальную мощность.

Нормальный (или типовый) разрез должен отображать средний разрез месторождения, т. е. присущий большинству месторождений.

1.3. Структурная карта

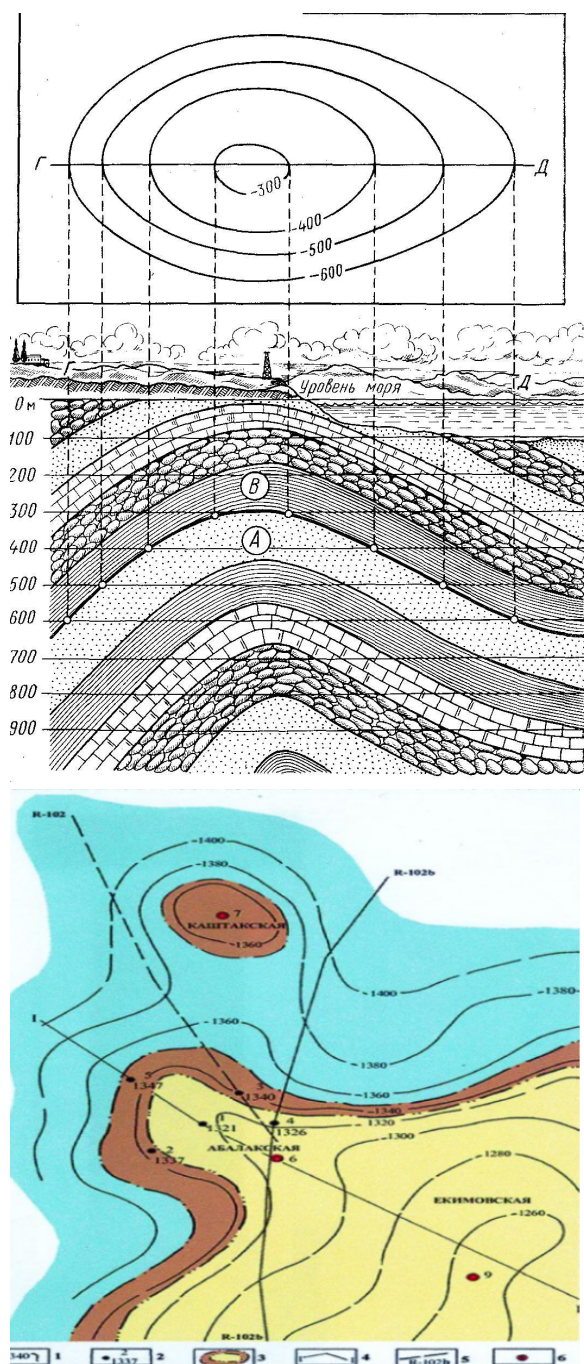


Рис. 1.4. Структурная карта

Структурная карта – графическое изображение формы залегания кровли или подошвы какого-либо пласта с помощью горизонталей (*изогипс*). Отметки изогипс ниже уровня моря берут со *знаком минус*, выше уровня моря – со *знаком плюс*.

Равные по высоте промежутки между изогипсами называются *сечением изогипс*.

Структурную карту строят следующим образом (рис. 1.4, 1.5). Исследуемую поверхность, отделяющую пласт А от пласта В, мысленно рассекают горизонтальными плоскостями, начиная от уровня моря. В данном случае расстояние между этими плоскостями, или сечение изогипс, принято равным 100 м.

Линии пересечения горизонтальных плоскостей с исследуемой поверхностью (кровля или подошва пласта) в определенном масштабе откладывают на плане.

Обычно при пологом залегании пластов сечение изогипс берут

равным 2–5 м, а при более или менее крутом залегании пластов – 10–25 м и более. При однообразном падении пластов расстояния между изогипсами остаются одинаковыми.

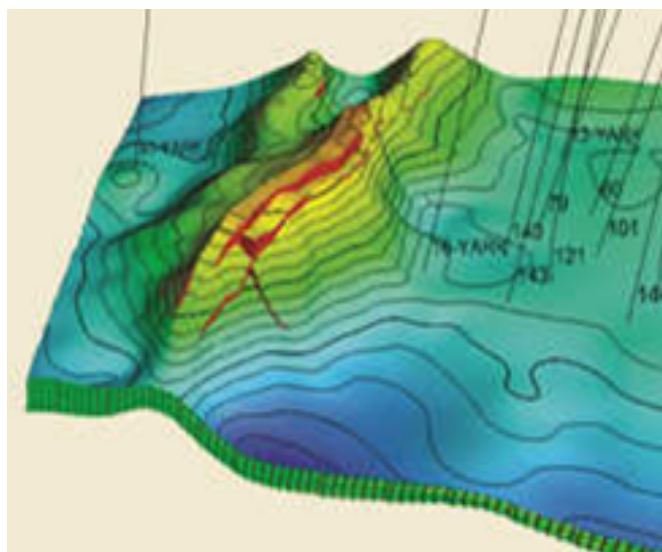


Рис. 1.5. Структурная поверхность

При уменьшении углов падения пластов изогипсы будут расходиться, а с увеличением углов падения они будут сближаться.

2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ

Целями геолого-съемочных работ общего направления в районах с возможными проявлениями нефти и газа являются:

- выявление и углубленное изучение перспективных структур;
- изучение геологического разреза для выявления продуктивных стратиграфических подразделений и формаций;
- изучение литологии и фаций продуктивных отложений, а также физических параметров пород продуктивных толщ.

При оценке перспектив нефтегазоносности района учитываются результаты предшествующих работ и принимаются во внимание следующие региональные геотектонические критерии:

- отсутствие или слабое проявление магматизма;
- отсутствие или слабое проявление метаморфизма (метаморфизм – фактор, снижающий пористость горных пород);
- наличие складчатости;
- периодические изменения режима регионального погружения, следствием которых являются смена состава осадков и чередование по разрезу и в плане пород-коллекторов и пород-покрышек;
- наличие крупных глубинных разломов в центральной части бассейна;
- наличие развитой сети трещиноватости;
- наличие в разрезе нефтематеринских свит;
- наличие признаков нефтегазоносности (табл. 2.1).

Геологические предпосылки нефтегазоносности, помимо перечисленных, определяются наличием в разрезе коллекторов и флюидоупоров, а также присутствием структурных форм, в связи с которыми могут образоваться ловушки для нефти и газа.

Если в стратиграфическом разрезе находят потенциально нефтегазоносные пласты-коллекторы, то на территории ищут и изучают структуры, которые могут способствовать созданию ловушек. К ним относятся следующие геологические тела:

- антиклинальные поднятия с отдельными локальными антиклиналями, флексурами и структурными выносами на крыльях;
- склоны тектонических поднятий с несогласиями в потенциально нефтегазоносных горизонтах и перекрывающих отложениях,

экранирующие потенциально нефтегазоносный горизонт поверхности разломов;

- поднятия типа соляных куполов и грязевых вулканов.

Таблица 2.1

Признаки нефтегазоносности

Прямые признаки	Косвенные признаки	
	Вероятные следы воздействия нефти на породы	Возможные спутники нефти и продукты их изменения
Жидкая и вторично рассеянная нефть и пропитанные ею породы. Мальты, асфальты, керы, кериты и битуминозные породы, озокерит. Нафтеновые кислоты Углеводородные газы с гомологами метана	Биогенная сера. Сероводород. Бессульфатность вод. Изменение окраски пород с красноватых тонов на зеленоватые в результате восстановительных процессов, связанных с окислением нефти	Повышенное содержание йода в водах. Метановый газ со следами гомологов метана.

2.1. Геофизические методы разведки

Геофизические методы разведки основаны на измерении физических полей оболочками Земли, которые отличаются по своим свойствам в зависимости от их строения и насыщенности. Эти физические поля делятся:

- на естественные – гравиметрия, магнитометрия, частично электрометрия, радиометрия, геометрия;
- искусственно созданные – электрометрия (метод кажущегося сопротивления), сейсморазведка, акустические.

Существуют различные геофизические методы разведки, из которых наиболее распространены сейсморазведка и электроразведка.

Гравиметрический метод основан на измерении силы притяжения на поверхности Земли с помощью гравиметров. Если пласт горизонтальный, то показатели стабильны. Если в пласте присутствуют складки и синклинали, то возникают аномалии в измерении. Результаты измеряются в галах, миллигалах.

Магниторазведка – изучение аномалии магнитных волн, присущей различным породам. Осадочная горная порода не излучает магнитных волн. Кристаллическая порода имеет повышенные магнитные поля. Аномалия магнитных волн измеряется в эстердах. Для этого делается аэромагнитная съемка (самолетом с высоты 1–1,5 км).

Магниторазведка относится к числу рекогносцировочных поисковых методов благодаря своей дешевизне и оперативности. Магниторазведка осуществляется с целью:

- изучения общего геологического строения земной коры в районах закрытых молодыми осадочными отложениями или водами морей, тектонического районирования таких территорий;
- трассирования разломов, даек, жил и других геологических тел, контролируемых месторождения нерудных полезных ископаемых;
- микромагнитных наблюдений для определения главных направлений трещиноватости и тектонических напряжений в осадочных толщах.

Геометрия – изучение теплового поля Земли. В скважинах глубиной до 30 м замеряют температуру, которая связана с теплопроводностью горных пород, она резко отличается для осадочных и кристаллических пород.

Сейсмическая разведка (рис. 2.1) основана на использовании закономерностей распространения упругих волн в земной коре, искусственно создаваемых в ней путем взрывов в неглубоких скважинах или с помощью невзрывных устройств – диносейсов и вибросейсов. Частицы горных пород испытывают упругие колебания и передают их друг другу. В результате возникают упругие или сейсмические волны.

Скорость и характер распространения сейсмических волн определяются свойством горных пород. Распространяясь в толщах земли, сейсмические волны встречают на своем пути горные породы с различными упругими свойствами, т. е. с различной плотностью. На границе раздела толщ горных пород различной плотности происходит частичное отражение сейсмических волн, и частично волны, преломляясь, проходят внутрь залегающей толщи пород.

Затем они отражаются от следующей поверхности раздела двух толщ с разной плотностью. Отраженные волны возвращаются к поверхности земли и регистрируются специальными сейсмоприемниками. По времени прохождения отраженных волн и известному расстоянию от места источника взрыва рассчитывают глубину залегания горных пород. Чем глубже находится отражающий слой, тем больше времени занимает возвращение эха на поверхность.

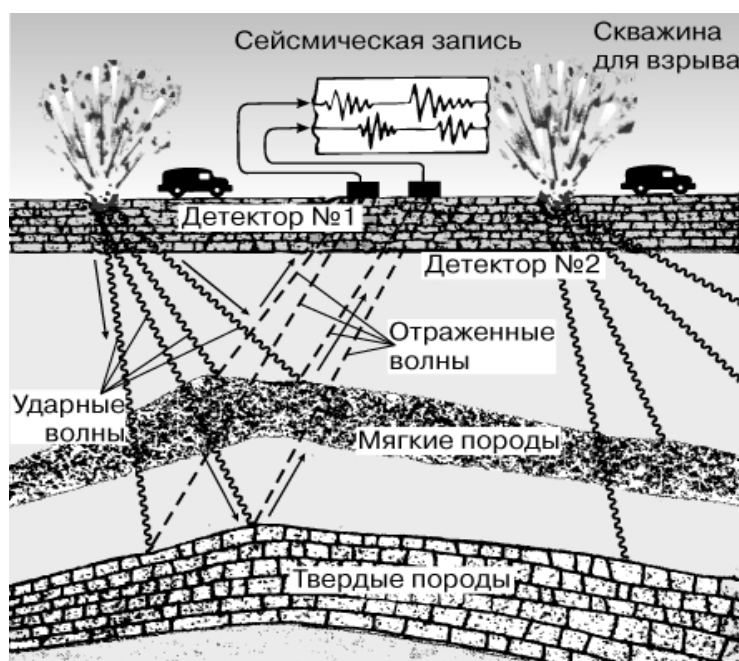


Рис. 2.1. Схема сейсморазведки

В настоящее время около 70 % сейсморазведок на суше производятся с помощью «Вибросейса» – установки, разработанной компанией Сопосо. «Вибросейс» – это грузовой автомобиль с источником вибрации.

В открытом море наиболее распространенным сейсмическим источником является пневмопушка, представляющая собой металлический цилиндр длиной несколько футов. Ее буксируют кораблем на глубине 20–30 футов (6–9 м). На судне имеются установки сжатия воздуха. Воздух под высоким давлением (в 2000 psi = 140 кгс/см²) пропускается в пневмопушку через гибкую полую трубку. По команде компьютера отверстия на пневмопушке открываются, и формируется растущий воздушный пузырь, который служит источником сейсмических волн, безопасным для морской флоры и фауны.

Сейсмограмма, на которой показаны данные сейсморазведок, аналогична вертикальному разрезу земных недр (рис. 2.2). На сейсмограмме отражены все деформации, такие как наклонения, сбросы, складчатость. Основная задача сейсморазведки – определение структуры залегания подземных пород. С помощью сейсмических разрезов можно строить карты горизонталей подземных поверхностей. Они очень похожи на структурную карту. Стандартная сейсмограмма показывает структуру подземных пород, где осадочные слои идентифици-

рованы по характерной слоистости. Однако метод не позволяет определять ни отдельные слои осадочных пород, ни даже типы пород. Если выявлены отдельные слои пород и прослежены расположения потенциальных коллекторов и покрывающих пород, сейсмограмма становится гораздо более ценной. Для этого сейсмический профиль часто прокладывают в уже пробуренной скважине (привязка). Данные каротажа в этой скважине создают основу для определения пород на сейсмограмме.

В 1980–1990-х гг. был разработан метод трехмерной сейсморазведки, позволяющий получать трехмерные картины земных недр. На суше трехмерную разведку проводят с помощью полосового взрыва, когда кабели приемников прокладывают по параллельным линиям, а пункты взрыва располагают по линиям, перпендикулярным им.

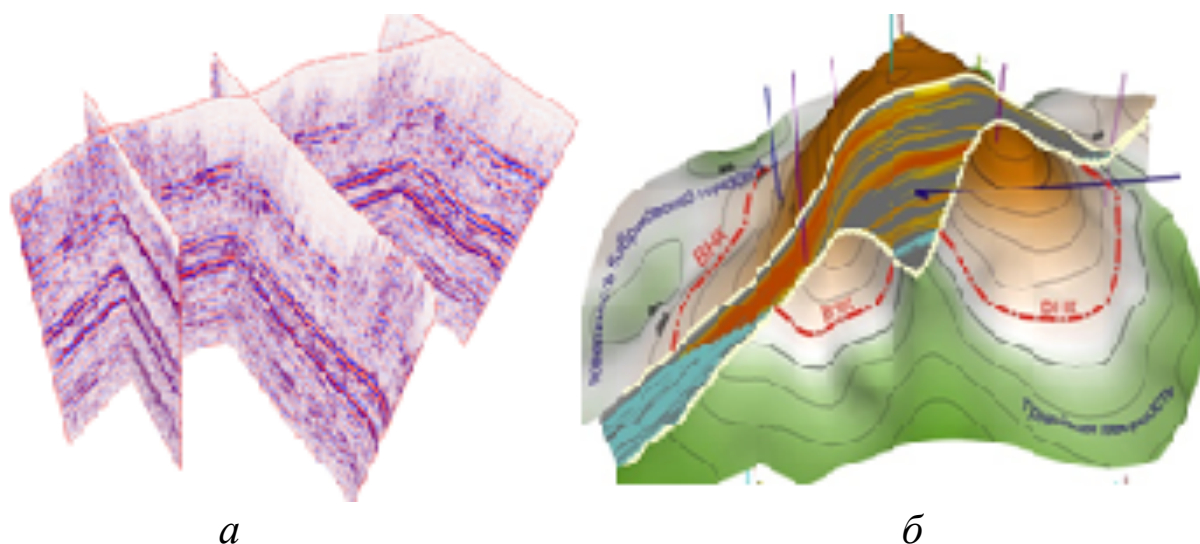


Рис. 2.2. Сейсмограмма:

*а – по данным обычной двухмерной сейсморазведки;
б – по данным трехмерной сейсморазведки*

Для демонстрации трехмерных сейсмограмм в трех измерениях существуют специальные помещения, называемые центрами визуализации (имеется еще несколько других названий). В одном из вариантов зал визуализации оснащен экранами, которые размещены на стенах. Зрители надевают стереоскопические очки и садятся в кресла. Оператор проецирует изображение на экраны и может его перемещать. Другой тип залов подразумевает наличие экранов как на трех стенах, так и на полу. Зритель как бы попадает внутрь трехмерного изображения и может пройти по нему. Когда он поворачивает голову или движется, вся структура поворачивается вместе с ним в соответствии с перспективой.

Затраты на проведение трехмерной сейсморазведки очень велики из-за стоимости оборудования и компьютерной обработки. Данные только одной разведки могут содержать 500 Гбайт информации. Однако в настоящее время трехмерная сейсморазведка используется чаще, чем двухмерная, как на суше, так и в океане. Она снижает затраты на бурение, уменьшая число сухих скважин, и затраты на разведочное бурение, так как точно известно местоположение подземного коллектора. Теперь оптимальный набор опытных скважин можно бурить в конкретных местах, чтобы разработка коллектора была эффективной.

Четырехмерная сейсморазведка, или сейсмический мониторинг, использует несколько трехмерных разведок одного и того же продуктивного коллектора с различными временными интервалами (например, 2 года) для того, чтобы проследить потоки флюидов через коллектор. По мере эксплуатации коллектора изменяются температура, давление и состав флюидов. Растворенный газ выделяется из нефти, вода замещает газ и нефть. Сравнивают временные срезы коллектора, при этом зафиксированные изменения сейсмических показателей позволяют проследить изменение состояния коллектора. Можно обнаружить недобытые нефтяные карманы и пробурить новые скважины для их разработки.

Электрометрическая разведка основана на способности пород пропускать электрический ток, т. е. на их электропроводности.

Известно, что некоторые горные породы (граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой) хорошо проводят электрический ток, а другие (глины, песчаники, насыщенные нефтью) практически не обладают электропроводностью. Естественно, что породы, имеющие плохую электропроводность, обладают высоким сопротивлением. Зная сопротивление различных горных пород, можно по характеру распределения электрического поля определить последовательность и условия их залегания.

Метод кажущегося сопротивления применяют для определения удельного электрического сопротивления горных пород, называемого кажущимся сопротивлением (КС).

Электрическое сопротивление горных пород в скважине измеряют с помощью специальной установки. Опускаемый в скважину на трехжильном кабеле 3 электрический зонд состоит из трех электродов А, М и N (рис. 2.3). Четвертый электрод В расположен на поверхности вблизи от устья скважины. Через электроды А и В опускают электрический ток I , сила которого измеряется амперметром 1. Возникающую

между электродами М и N зонда разность потенциалов ΔV регистрирует прибор 2, установленный на поверхности в автомашине. Благодаря различной комбинации питающих и приемных электродов создаются направленные фокусированные электрические поля, что позволяет точнее отбить границы пластов и определить их сопротивление.

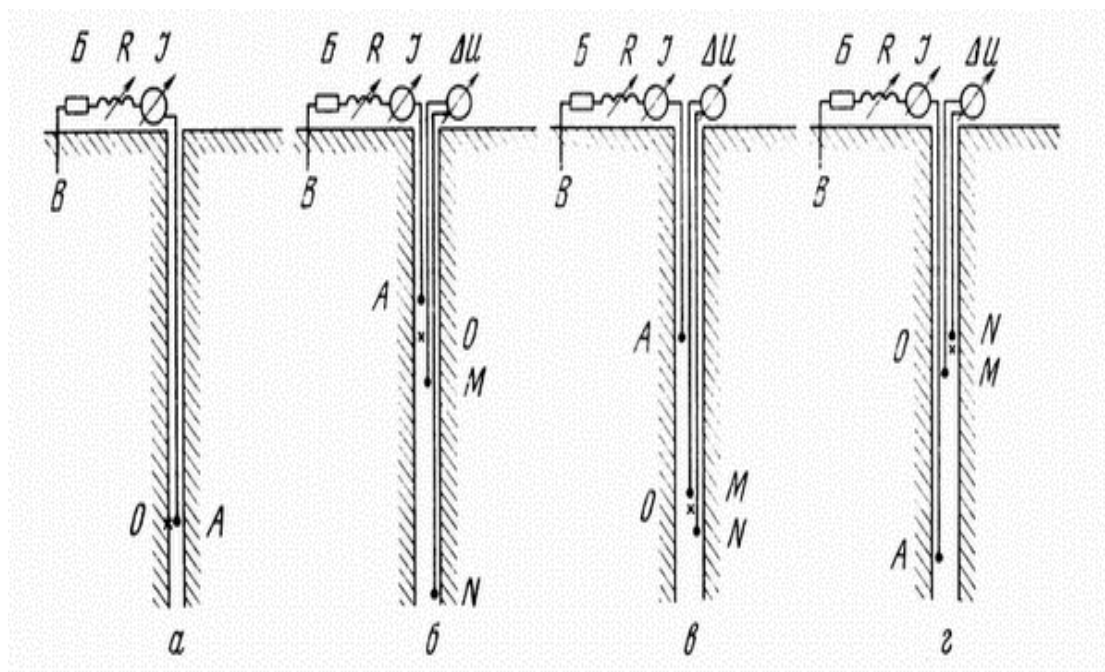


Рис. 2.3. Положение зондов при методе кажущегося сопротивления:

A, B – питающие электроды; M, N – приемные измерительные электроды; Б – источник питания; R – реостат для регулировки силы тока; I – прибор, измеряющий силу тока; II – прибор для измерения (регистрации) разности потенциалов; O – точка записи, к которой относят результаты замеров; а – одноэлектродный зонд токового каротажа; б – трехэлектродный потенциал-зонд; в – трехэлектродный подошвенный (последовательный) градиент-зонд; г – трехэлектродный кровельный (обращенный) градиент-зонд

Зонды, применяемые при электрическом каротаже, подразделяются на градиент- и потенциал-зонды.

Градиент-зонды – зонды, у которых расстояние между электродами М и N (измерительными) мало по сравнению с расстоянием между А и М (обычно в 8–12 раз).

Из-за малого расстояния между электродами кривая показывает резкие перегибы в местах кровли или подошвы подземных пластов, что

используют для точного определения глубины границ подземных пластов пород. Градиент-зонды применяют в основном для изучения разрезов скважин, сложенных породами небольшой мощности, и для определения удельного электрического сопротивления этих пород за зоной проникновения фильтрата бурового раствора с целью изучения их нефтеносности и газоносности.

У *потенциал-зондов* расстояние между электродами А и М в 8–12 раз меньше расстояния между электродами М и N.

При измерении сопротивления электрический ток пропускают за пределами зоны проникновения, чтобы измерить истинное сопротивление породы и содержание пластовых флюидов в порах. Соленая вода проводит ток и имеет относительно низкое удельное сопротивление. В отличие от нее нефть и газ обладают очень высоким сопротивлением, и при измерении показателей нефтяного или газового коллектора будет наблюдаться бросок удельного сопротивления вправо. Различить нефть и газ на основании каротажа удельного сопротивления нельзя. Однако, на кривой сопротивления в качестве бросков будут проявляться водо-нефтяной и газоводяной контакты (рис. 2.4). Кроме того, если известно удельное сопротивление соленой воды, по диаграмме каротажа удельного сопротивления можно рассчитать показатель нефтенасыщенности коллектора. Чем выше насыщенность, тем выше величина удельного сопротивления. Потенциал-зонды применяют преимущественно при изучении пород высокого сопротивления большой мощности и для выявления пород повышенной проницаемости.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в широких пределах (от тысячных долей Ом/м до многих сотен, тысяч и даже миллионов Ом/м), поэтому по кривым КС можно детально расчленять разрезы скважин.

Против таких пород, как известняки и насыщенные нефтью песчаники, регистриру-

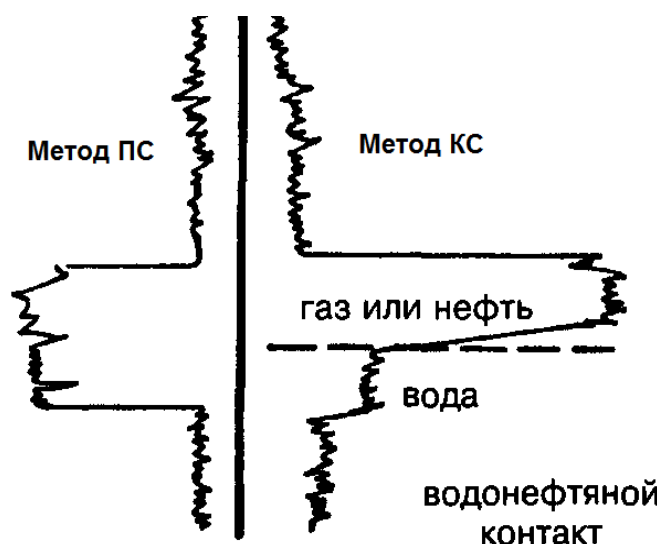


Рис. 2.4. Водо- и нефтенасыщенные пласты на диаграммах электрокаротажа

ется значительное кажущееся сопротивление, против глин и водоносных песчаников – несравнимо меньшие сопротивления.

Метод естественного поля или поля самопроизвольного потенциала (каротаж собственной поляризации СП). Этот метод основан на изучении потенциалов, возникающих в горных породах с разной электрохимической активностью в условиях их естественного залегания и при вскрытии пород скважиной, заполненной буровым раствором, приготовленным на водной основе.

Так как жидкость в скважине не изолирована от пластовой, вследствие перепада давления, она из скважины может перемещаться в пласт, и наоборот. В результате движения солей, минерализованной воды через пористые породы происходит поляризация и возникает естественная электродвижущая сила. В более проницаемых породах жидкость перемещается быстрее и, следовательно, возникает большая разность естественных потенциалов. Так, при прохождении жидкости через хорошо проницаемые пески возникает значительно большая естественная разность потенциалов, чем при движении жидкости через плохо проницаемые глины и плотные известняки (рис. 2.5).

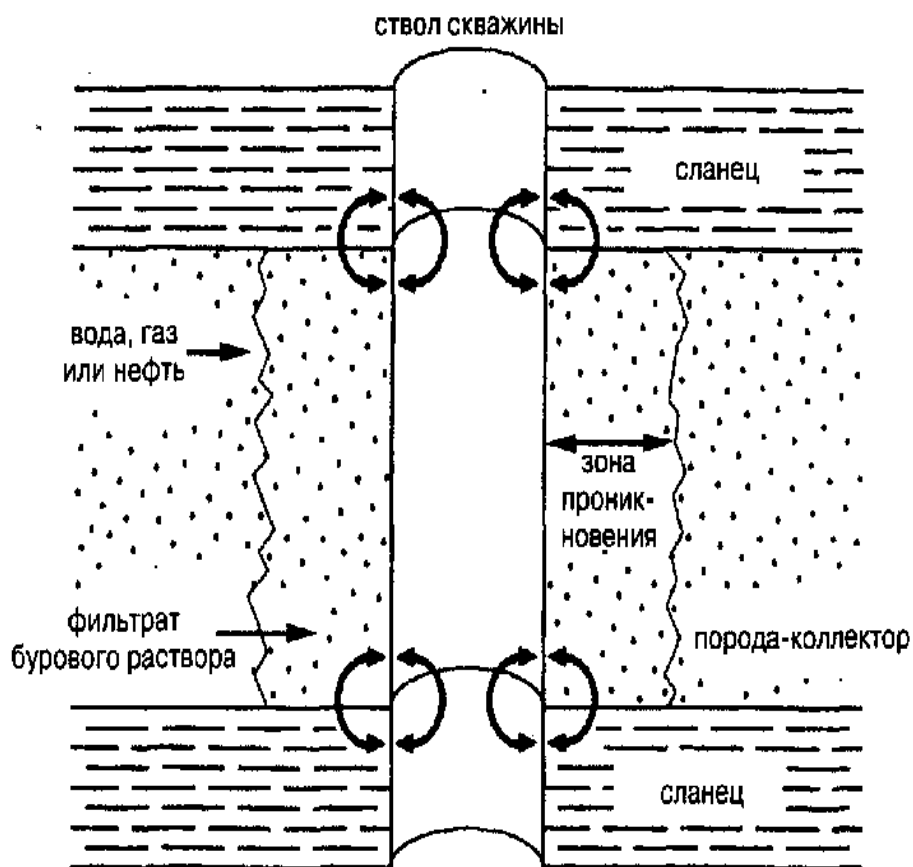
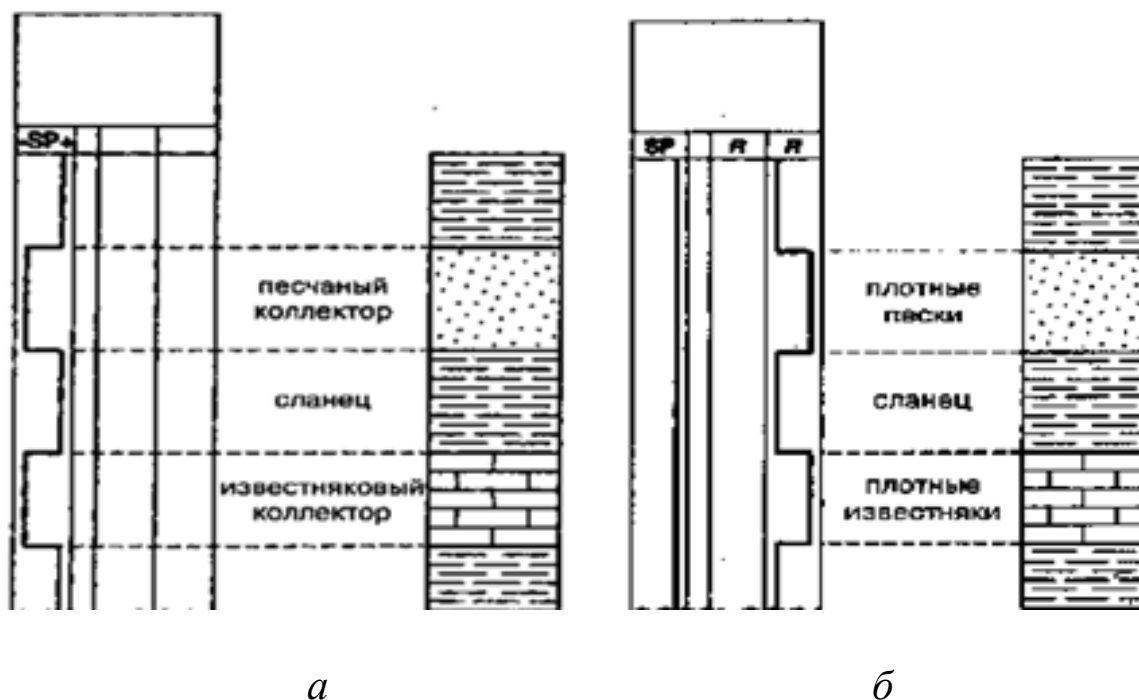


Рис. 2.5. Схема возникновения потенциала собственной поляризации

Эти потенциалы создаются:

- диффузией солей из пластовых вод в глинистый раствор и из раствора в пласт, а также адсорбцией их ионов на поверхностях частиц, составляющих породу;
- окислительно-восстановительными реакциями, возникающими в зоне соприкосновения пород с окружающей средой и буровым раствором;
- фильтрацией вод из бурового раствора в породы и пластовых вод в скважину.

Потенциал собственной поляризации измеряет величину этого тока, что позволяет обнаружить породы-коллекторы в скважине. При появлении потенциального коллектора кривая СП совершает бросок влево. Бросок вправо означает, что эти породы неколлекторного типа – сланец, плотный песчаник или известняк. При наличии сланцев кривая СП смещается вправо, а кривая сопротивления – влево. При прохождении плотных песков и известняков кривая СП смещается вправо, но поскольку у них высокое удельное сопротивление, кривая сопротивления также проходит по правой части. Однако по этим диаграммам невозможно отличить плотный песок от плотного известняка (рис. 2.6).



*Рис. 2.6. Потенциалы собственной поляризации:
а – пород коллекторного и неколлекторного типа;
б – различных пород неколлекторного типа*

Область применения метода:

- расчленение разрезов скважин;
- выделение реперов для корреляции;
- выделение тонкодисперсных пород и коллекторов;
- определение минерализации пластовых вод;
- выделение проницаемых и нефтеносных пород и оценка их пористости и проницаемости (при благоприятных условиях).

Потенциалы собственной поляризации пород измеряют одновременно с кажущимся сопротивлением (рис. 2.7). Среди полевых геофизических методов известны также гравиразведка, магниторазведка, геометрия. N – неподвижный приемный электрод, заземляется вблизи устья скважины, а второй электрод M , перемещается по скважине.

Важным приемом обработки данных электрического каротажа является корреляция подземных пород (рис. 2.8). *Палеограница* – это уровень кровли либо подошвы пласта осадочной породы на диаграмме кабельного каротажа. Границу определяют по внезапным отклонениям в значениях СП, сопротивления или других показателей.

Для установления корреляции между разными диаграммами их границы соединяют линиями. Кабельный каротаж зачастую является единственной возможной формой получения данных о породах, необходимых для корреляции.

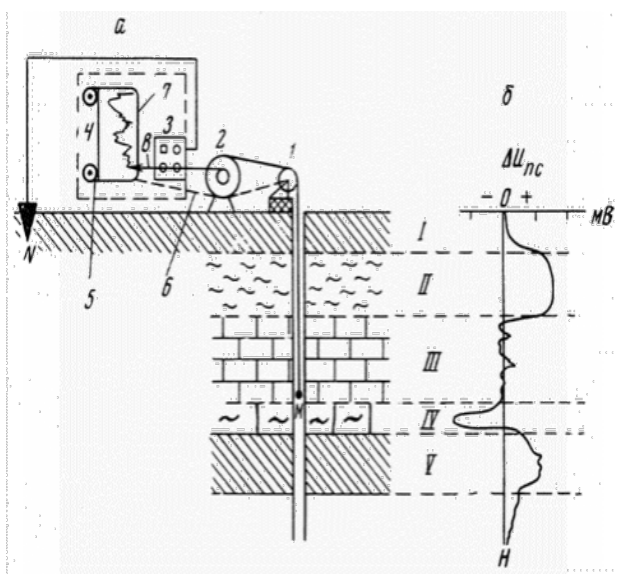


Рис. 2.7. Схема расположения зондов при методе естественного поля: N – неподвижный приемный электрод, M – перемещаемый электрод

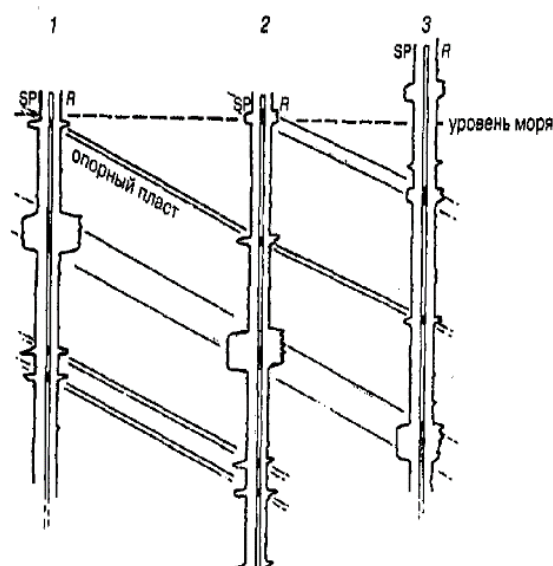


Рис. 2.8. Схема корреляции пластов по данным электрокаротажа

Метод естественной радиоактивности – гамма-каротаж (ГК). Метод основан на изучении горных пород по данным измерения интенсивности естественного гамма-излучения, возникающего при распаде радиоактивных элементов, содержащихся в различных породах в разных количествах.

Интенсивность естественного гамма-излучения измеряют специальным прибором, спускаемым в скважину на одножильном или трехжильном кабеле.

Из трех наиболее распространенных осадочных пород радиоактивным может быть только сланец. Диаграмму гамма-каротажа записывают в колонке 1 (рис. 2.9), при этом низкие значения радиоактивности расположены слева, а высокие – справа. Сланцы характеризуются высокими значениями радиоактивности, и им соответствует смещение кривой вправо. У потенциальных коллекторов, т. е. песчаников и известняков, кривая располагается слева. По данным радиоактивности пород, отраженным на диаграмме гамма-каротажа, можно вычислить содержание сланцев в песчаных и известковых породах.

Радиоактивность осадочных горных пород находится в прямой зависимости от содержания в породе тонкодисперсного (глинистого) материала. Вследствие этого гамма-метод дает возможность расчленять горные породы по степени их глинизации и выделять в разрезах скважин глины и глинистые осадки, обладающие повышенной радиоактивностью, и грубодисперсные, а также плотные карбонатные и гидрохимические осадки (за исключением калийных солей), имеющие пониженную радиоактивность.

Область применения метода:
– расчленение разрезов скважин;

– выделение реперов для корреляции в мощных толщах глинистых осадков;

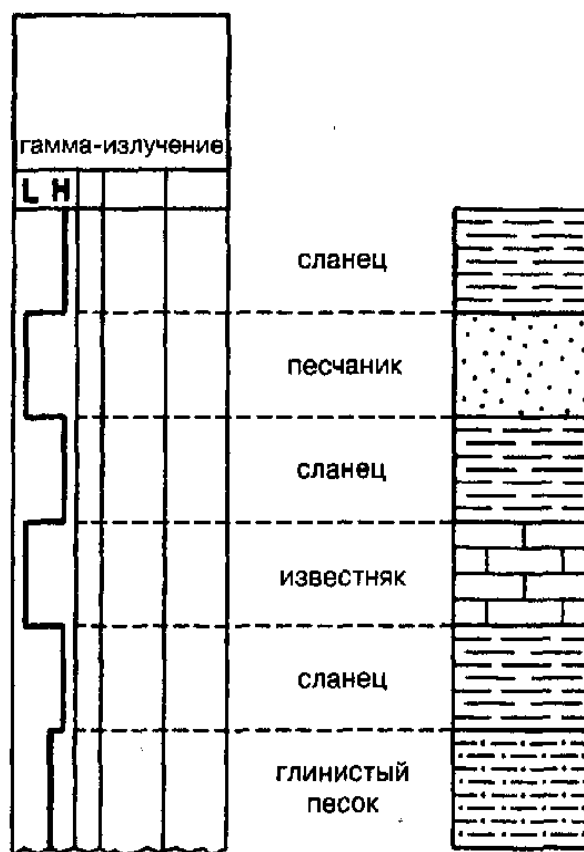


Рис. 2.9. Результаты нейтронного гамма-каротажа

– поиски скоплений радиоактивных элементов и калийных солей.

Спектрометрический гамма-каротаж – это разновидность гамма-каротажа, который применяется для определения не только уровня радиации, но и ее источника (калий, торий, уран).

Нейтронный гамма-метод. Нейтронным гамма-методом изучают интенсивность вторичного радиационного (условно называемого нейтронным) гамма-излучения, возникающего при захвате нейтронов ядрами элементов, составляющих горную породу.

Поскольку интенсивность процесса замедления и последующего поглощения нейтронов определяется специфическими нейтронными свойствами ядер элементов, составляющих исследуемую среду, нейтронный метод позволяет дифференцировать горные породы по содержанию в них элементов с резко отличными свойствами (по содержанию водорода, хлора, бора и многих других элементов).

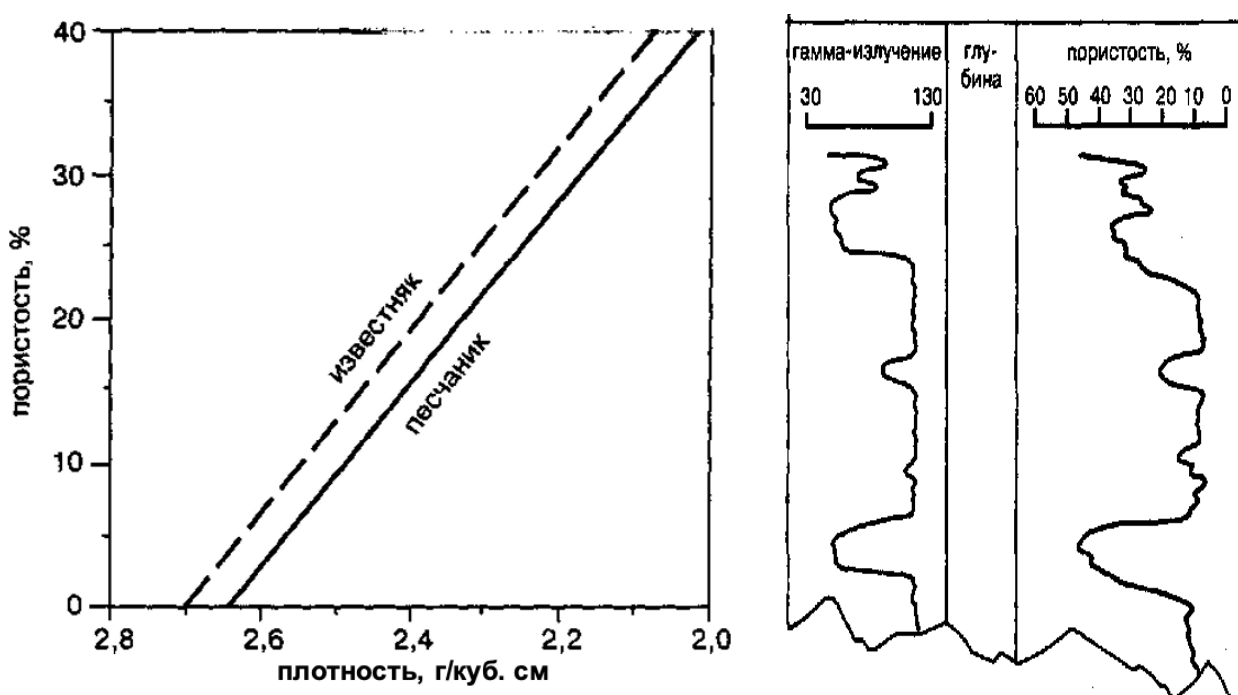


Рис. 2.10. Взаимосвязь плотности и пористости пород

Когда быстрый нейтрон сталкивается с крупным атомом горной породы, атом отталкивает его практически без потери энергии. Если же нейтрон сталкивается с атомом водорода (очень маленьким), водород поглощает часть энергии нейтрона, который будет отталкиваться, но при этом терять скорость. Медленный нейтрон может быть захвачен

другим атомом породы, заставляя его испускать гамма-лучи. Соответственно, чем больше атомов водорода в породе, тем больше медленных нейтронов и гамма-лучей, которые будет испускать порода при бомбардировке быстрыми нейтронами. Чем меньше водорода, тем больше быстрых нейтронов будет отражаться от породы в процессе бомбардировки.

Атомы водорода являются составной частью молекул воды, газа, нефти, содержащихся в порах подземных пород. Каждая порода подвергается бомбардировке некоторым количеством быстрых нейтронов, после чего производится подсчет медленных нейтронов или гамма-лучей. Чем выше пористость породы, тем больше она будет испускать гамма-лучей или медленных нейтронов.

Область применения метода:

- расчленение пород, слагающих разрезы скважин, по водосодержанию
- выделение коллекторов;
- расчленение нефтеносных и водоносных пород, гидрохимических осадков;
- оценка пористости пород;
- выявление некоторых полезных ископаемых.

Плотностной, или гамма-гамма-каротаж. Плотностной, или гамма-гамма-каротаж – это второй способ определения пористости породы (рис. 2.11). В данном случае радиоактивный источник бомбардирует породы скважины с помощью гамма-излучения при извлечении прибора из скважины. При попадании гамма-частицы в крупный атом вещества породы с высокой плотностью электронов часть гамма-излучения поглощается, а потерявшие мощность остатки излучения подвергаются обратному рассеянию. Малые атомы, например, атомы водорода, практически не способны отражать гамма-излучение. В плотных породах на единицу объема

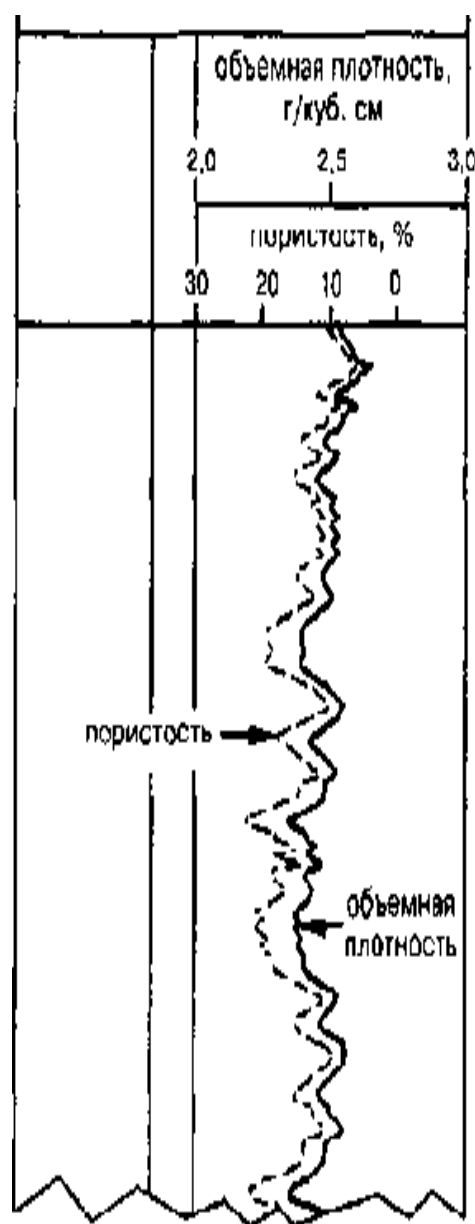


Рис. 2.11. Диаграмма плотностного каротажа

приходится больше атомов по сравнению с пористыми породами. Чем более плотной и менее пористой является порода, тем больше гамма-излучения она будет поглощать и меньше отраженных от породы лучей будут улавливаться детектором каротажного прибора. Напротив, чем выше пористость породы, тем больше гамма-лучей вернутся к детектору в результате рассеяния.

Природный газ в подземном коллекторе можно выявить с помощью одновременного проведения обоих видов каротажа (и плотностного, и нейтронного). Данные таких исследований записывают в колонку 2 диаграммы как величины пористости. Если наличие газа установлено, то значения пористости по нейтронному каротажу будут низкими, а по плотностному – высокими. Расхождение в значениях этих двух кривых называется *газовым эффектом*. Для точного определения пористости природного газового коллектора в данные плотностного каротажа необходимо ввести поправку на газовый эффект.

Применение геофизических методов (рис. 2.12, табл. 2.2) позволяет выявить структуры, благоприятные для образования ловушек нефти и газа. Однако содержать нефть и газ могут далеко не все выявленные структуры. Выделить из общего числа обнаруженных структур наиболее перспективные без бурения скважин помогают геохимические методы исследования недр, основанные на проведении газовой и бактериологической съемок.

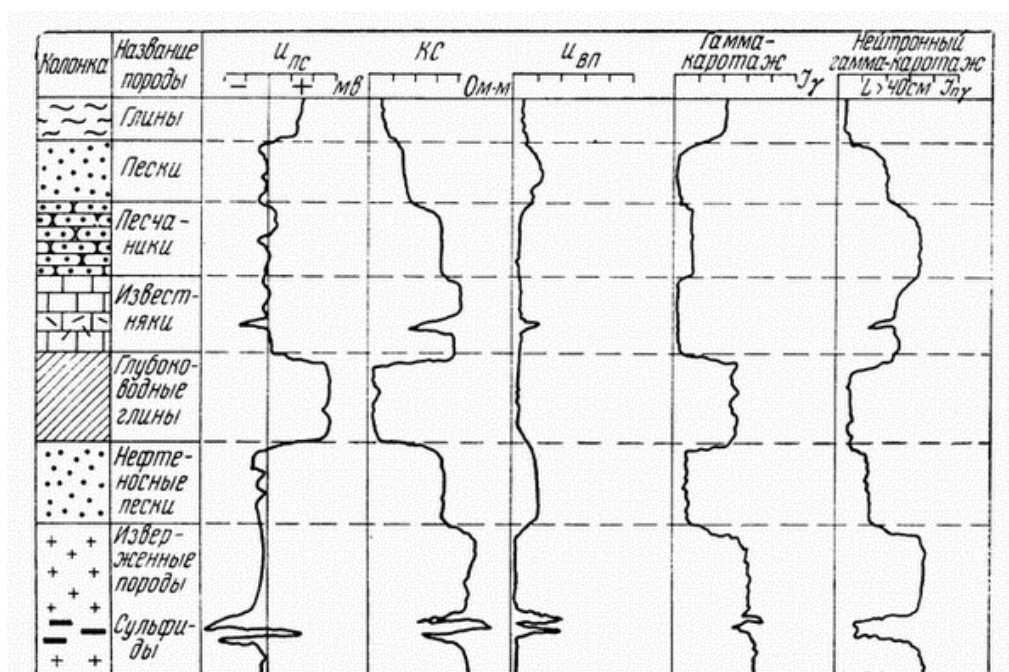


Рис. 2.12. Типичные диаграммы электрического и ядерного методов геофизического исследования скважин

Таблица 2.2

Геофизические методы разведки

Название методов	Изучаемые свойства	Решаемые геологические задачи
Электрические		
Метод естественной поляризации (ПС)	Электрохимическая активность	Геологическое расчленение разрезов в комплексе с методами КС, выявление сульфидных руд, углей, графитовых сланцев, коллекторов и водоупоров
Методы токового каротажа, скользящих контактов (МСК)	Удельное электрическое сопротивление (УЭС)	Выделение в разрезах хорошо проводящих горизонтов (сульфидов, углей, графитов и др.)
Метод кажущихся сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и др.	То же	Геологическое расчленение разрезов, определение мощности слоев и истинного сопротивления пород, выделение коллекторов, водоупоров, рудных и нерудных пропластков
Ядерные		
Гамма-метод (ГМ) или гамма-каротаж (ГК)	Естественная радиоактивность	Обнаружение радиоактивных руд, геологическое расчленение разрезов
Нейтронный гамма-метод (НГМ) или каротаж (НГК)	Поглощение нейтронов с последующим гамма-излучением	Расчленение разреза по водородосодержанию, оценка пористости пород
Термические		
Метод естественного теплового поля (МЕТ)	Теплопроводность	Изучение геологического разреза скважин, определение наличия газа, нефти, сульфидов и др., определение технического состояния скважин
Сейсмоакустические		
Метод акустического каротажа	Скорость распространения волн, амплитуда сигналов	Геологическое расчленение разреза, оценка пористости, проницаемости, состава флюида

Магнитные		
Метод естественного магнитного поля	Магнитная восприимчивость горных пород	Геологическое расчленение разрезов и выявление железосодержащих руд
Гравитационные		
Гравиметровые	Плотность	Геологическое расчленение разреза

2.2. Геохимические методы разведки

Газовая съемка основана на диффузии углеводородов, из которых состоит нефть через любые породы. С помощью специальных приборов геохимии определяют содержание углеводородов в воздухе на исследуемой площади. Над залежью нефти и газа приборы показывают обычно повышенное содержание углеводородов. Результаты газовой съемки упрощают выбор участка для детальной разведки бурением.

Бактериологическая съемка основана на поиске бактерий, содержащихся в углеводородах. Анализ почв на изучаемой площади позволяет обнаружить места скопления этих бактерий, следовательно, и углеводородов.

Газобиохимическая съемка проводится по водным поверхностным источникам. Изучают солевой, газовый и бактериальный составы вод.

Битумо-люминисцентная съемка определяет микропримеси углеводородов на поверхности Земли в виде битумов. Оценка цвета спектра определяется люминисценцией.

Результаты газовой и бактериологической съемок взаимно дополняют друг друга, что обеспечивает реальность планирования буровых работ на исследуемой площади.

Таким образом, поиски и разведка месторождений нефти и газа основаны на комплексном исследовании недр геологоструктурным картированием, а также геофизическими и геохимическими методами.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Запасы – доказанное фактическим материалом (бурение, наличие промышленных притоков нефти) количество полезного ископаемого в конкретном объеме горных пород. Обнаруженные запасы подразделяют на четыре категории по степени изученности месторождений: А, В, С₁ и С₂.

Ресурсы – прогнозно-оцененное количество полезного ископаемого в недрах, получаемое на основе геологических предположений, без геологической разведки (категории D и С₃).

В табл. 3.1 приведена характеристика ресурсов и запасов углеводородов.

Таблица 3.1

Соотношения понятий ресурсов и запасов по степени изученности

Степень изученности ↓	Ресурсы	Начальные геологические потенциальные (1) D ₃
		Прогнозные (2) D ₁ и D ₂
		Перспективные (3) С ₃
	Запасы (2)	Предварительно оцененные (6) С ₂
		Разведанные (7) А, В, С ₁

Категория А – запасы, изученные с необходимой детальностью, позволяющей полностью определить все параметры залежи.

К категории А относятся запасы, подсчитанные на площади, детально разведанной и оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа. Для подсчета запасов этой категории (по геолого-геофизическим результатам и результатам пробной и промышленной эксплуатации многих скважин) должны быть хорошо известны:

- параметры продуктивного пласта;
- границы залежи;
- свойства нефти, газа и содержания в них сопутствующих, компонентов;
- тип и форма залежи, размеры;
- эффективная нефте- или газонасыщенная толщина;
- тип коллектора;
- состав и свойства нефти;

- режим работы залежи;
- пластовое давление;
- дебиты скважин и т. д.

Иногда запасы месторождения по категории А подсчитываются только тогда, когда само месторождение уже полностью отработано.

Категория В – запасы залежи, нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти и газа приближенно, но с достаточной точностью для проектирования разработки.

К категории В относятся запасы, подсчитанные на площади, промышленная нефтеносность или газоносность которой доказана при бурении скважин с благоприятными промыслово-геофизическими показателями при условии, что эти скважины вскрыли пласт на разных гипсометрических отметках и в них получены промышленные притоки нефти.

При подсчете запасов этой категории должны быть *приближенно изучены* в степени, достаточной для проектирования разработки:

- геолого-промысловая характеристика пласта;
- продуктивность пласта;
- контуры нефтегазоносности;
- свойства газожидкостных смесей.

По полученным данным составляют проект разработки месторождения нефти или проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

Категория С₁. К категории С₁ относятся запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных по другим скважинам, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

По данным разведочного и эксплуатационного бурения изученность запасов этой категории позволяет установить тип, форму и размеры залежи, условия залегания продуктивных коллекторов, их состав, нефтенасыщенность и основные свойства залежи нефти и газа, необходимые для составления технологической схемы разработки.

По данным разведочного и эксплуатационного бурения составляют технологические схемы разработки месторождения нефти или проекты опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

Категория C_2 – запасы нефти и газа, наличие которых предполагается по геолого-геофизическим данным в пределах известных газоносных районов.

К категории C_2 относятся запасы нефти или газа всех типов ловушек (структурных, стратиграфических, литологических), установленных достоверными для данной нефтегазоносной провинции методами геолого-геофизических исследований. Сюда же относятся запасы нефти или газа в отдельных неразведанных тектонических блоках и пластах нефтяных месторождений, характеризующихся благоприятными геолого-геофизическими показателями.

Категории $A + B + C_1$ называются *разведанными, или промышленными*. Поскольку их подсчет базируется на полученном притоке нефти и газа, они служат основой для составления проектов разработки месторождения.

Запасы категории C_2 , *предварительно оцененные*, служат основанием для постановки разведочных работ на конкретном месторождении.

Кроме указанных категорийных запасов выделяются *перспективные D и прогнозные O ($O_1 + O_2$) ресурсы*. Они количественно характеризуют перспективы нефтегазоносности различных комплексов пород и отдельных горизонтов. Ресурсы подсчитывают до появления промышленных притоков углеводородов на основе аналогий, косвенных данных и теоретических геологических и математических оценок.

Перспективные ресурсы C_3 – подсчитываются на локальных объектах с установленной нефтегазоносностью. Это количественная оценка размера предполагаемых залежей, находящихся в пределах зоны нефтегазонакопления, или на уже открытых месторождениях в неизученных бурением горизонтах.

Перспективные ресурсы имеют адрес, но они еще не открыты. (Мы знаем, что если нефть есть – то она в этом месте. Но мы еще не имеем реальной нефти.) Иногда перспективные ресурсы называют неразведанными.

Иногда, чтобы подчеркнуть тот факт, что запасы, подсчитанные по категории C_3 , по своей сути являются ресурсами, нефть еще не открыта бурением, для них выделяют категорию D_0 .

Категория D_1 устанавливается, если промышленная нефтегазоносность региона доказана по аналогии с уже известными нефтегазоносными территориями.

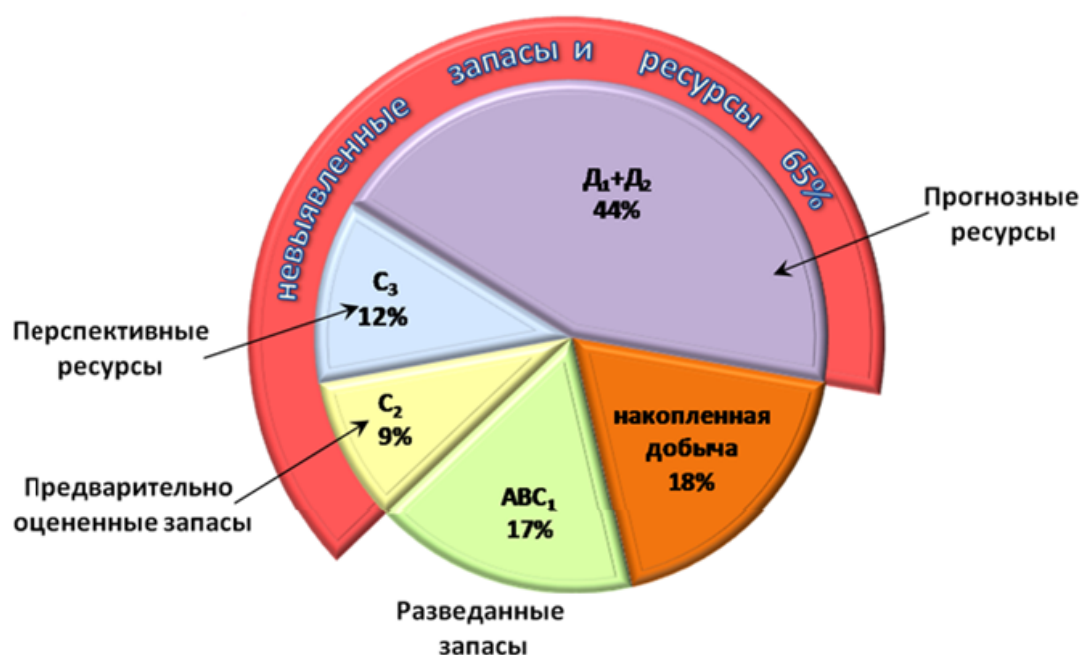


Рис. 3.1. Структура запасов и ресурсов России

Категория D_2 – прогнозные ресурсы – выделяются для литолого-стратиграфических комплексов или отдельных горизонтов, в которых наличие нефтегазоносности не доказано бурением, но из общих геологических предпосылок не исключается вероятность ее обнаружения.

Категория D_3 – начальные геологические потенциальные ресурсы – в плохо изученных регионах на основании сведений об общем геологическом строении региона, мощности осадочного чехла, теоретических представлений о нефтегазоносности (если в регионе залежи углеводородов нигде не открыты).

По хозяйственному значению запасы нефти и газа делятся на следующие виды:

Балансовые запасы – запасы, удовлетворяющие промышленным кондициям и горно-техническим условиям эксплуатации, разработка которых экономически целесообразна (эти запасы называют геологическими);

Забалансовые запасы – запасы, выработка которых на данном этапе нерентабельна вследствие небольшого количества, сложности условий эксплуатации, плохого качества нефти и газа или низкой производительности скважин.

По балансовым запасам рассчитывают извлекаемые запасы, т. е. те, которые можно извлечь из недр методами, соответствующими современному уровню техники и технологии.

Остаточные балансовые запасы – запасы, оставшиеся в недрах после завершения разработки месторождения данным методом.

В табл. 3.2 также приведена классификация запасов нефти, принятая на XIV Мировом нефтяном конгрессе.

Таблица 3.2

Классификация запасов нефти (XIV Мировой нефтяной конгресс)

Запасы нефти				
Открытые				Неоткрытые
Установленные		Неустановленные		Потенциально извлекаемые
Разрабатываемые	Неразрабатываемые	Вероятные	Возможные	

4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В настоящее время запасы нефти определяют следующими методами: объемным, материального баланса и статистическим. Наиболее распространенным является объемный метод, поскольку им можно пользоваться при различных режимах разработки залежей:

$$Q = F h m \beta \eta \delta \theta,$$

где Q – извлекаемые запасы нефти;

F – площадь нефтеносности;

h – средняя нефтенасыщенная мощность пласта;

m – коэффициент открытой пористости;

β – коэффициент нефтенасыщения;

η – коэффициент нефтеотдачи;

δ – плотность нефти в поверхностных условиях;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Объемный коэффициент пластовой нефти, определяется по формуле

$$b = \frac{1}{\theta}.$$

Пересчет запасов – это уточнение запасов углеводородов. Запасы пересчитывают в тех случаях, когда оценка месторождения за время, истекшее после предыдущего утверждения запасов, существенно изменилась в результате разведочных и эксплуатационных работ.

Достоверностью запасов называют максимальное приближение величины подсчитываемых запасов к ее истинному значению, которое происходит в процессе геологоразведочных и эксплуатационных работ, качественной обработки фактического материала и правильного выбора метода оценки.

5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Системы разработки многопластовых месторождений

Под *разработкой нефтяного или газового месторождения* понимается управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к эксплуатационным скважинам при помощи:

- определенной системы размещения установленного числа скважин на площади,
- порядка и темпа ввода их в эксплуатацию,
- поддержания намеченного режима их работы,
- регулирования баланса пластовой энергии.

Совокупность этих условий определяет собой *систему разработки месторождения или залежи*.

Рациональная система разработки – это такая система, при которой месторождение разбуривается минимальным числом скважин, обеспечивающим, однако, заданные темпы добычи нефти или газа, высокую конечную нефтеотдачу или газоотдачу, при возможно минимальных капитальных вложениях и себестоимости нефти.

На первом этапе, когда бурение скважин велось на сравнительно небольшие глубины, нефтяные месторождения разрабатывались по системе «*сверху вниз*». По этой системе, в первую очередь, в разработку вводится верхний продуктивный пласт, а затем нижележащие пласты.

При этой системе разведка и вовлечение всех пластов месторождения в разработку растягивались на многие годы. Такой медленный темп ввода в разработку месторождений не позволяет быстро наращивать добычу нефти на данной площади. Система разработки «сверху вниз» в настоящее время практически не применяется.

При системе «*снизу вверх*» разработку многопластового месторождения начинают с нижнего, так называемого *опорного или базисного пласта (объекта)*, глубина залегания которого должна быть доступной для массового бурения эксплуатационных скважин при совре-

менном уровне развития техники. Этот пласт должен быть высокопродуктивным со значительной достаточно хорошо разведанной площадью, т. е. быть вполне подготовленным к разработке (рис. 5.1).

Вышележащие нефтеносные пласты *по значимости* разделяются на:

- нефтеносные пласты – объекты самостоятельной разработки,
- нефтеносные пласты – объекты возврата (малодебитные пласты, разработка которых осуществляется возвратом скважин после истощения нижележащих пластов или их обводнения).

Преимущества по сравнению с системой разработки «сверху вниз»:

- при разбуривании опорного пласта эксплуатационные скважины прорезают все вышележащие нефтеносные пласты,
- имеется возможность полного их изучения путем отбора кернов и при помощи геофизических методов,
- одновременно осуществляется подготовка к разработке всех вышележащих пластов сильно сокращается число разведочных скважин на месторождении,
- эксплуатационные скважины, пробуренные до опорного горизонта и не давшие нефть, могут быть возвращены на вышележащие пласты,
- возможность *одновременной эксплуатации всех объектов* самостоятельной разработки, благодаря чему значительно ускоряются темпы освоения нефтяных месторождений.

Составной частью проектирования и осуществления рациональной разработки нефтяных месторождений является выделение эксплуатационных объектов.

Геолого-промысловые условия выделения объектов:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин.

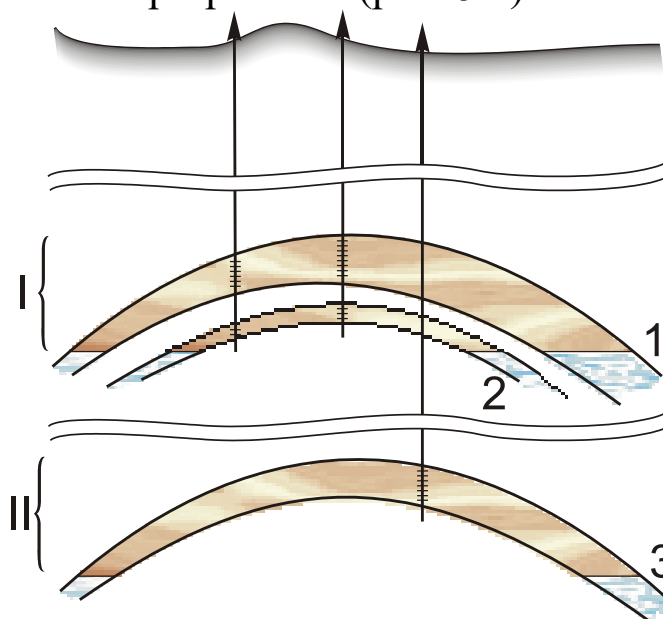


Рис. 5.1. Схема разработки многопластового месторождения по системе снизу вверх

2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько более мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород.

3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной мощностью, величина которой определяется экономической рентабельностью.

4. В один эксплуатационный объект следует соединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной проницаемости и пористости.

5. В один объект надо включать пласты, содержащие нефть с идентичными или близкими физико-химическими свойствами и примерно одинаковыми площадями нефтенасыщения.

6. Нефтеносные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями приведенного пластового давления.

В большинстве случаев высокопродуктивные пласты одного и того же месторождения эксплуатируются скважинами, расположенными по самостоятельным сеткам, бурение которых может производиться как одновременно, так и последовательно. При такой системе обеспечивается быстрый рост добычи нефти или газа по месторождению. Однако в этом случае затрачивается большое количество металла (труб) и средств, так как площадь месторождения разбуривается скважинами, расположенными не по одной сетке, а по нескольким.

Иногда на месторождениях или отдельных их участках осуществляют одновременную разработку нескольких объектов скважинами, расположенными по одной сетке. Скважины оснащаются специальным оборудованием, обеспечивающим извлечение нефти или газа из каждого пласта на поверхность по самостоятельным каналам: например, нефть из одного пласта извлекается по трубам, а из другого – по межтрубному пространству.

Проектом разработки нефтяной залежи определяется:

- наиболее рациональная система разработки;
- способ поддержания давления;
- различные мероприятия, способствующие наиболее эффективному достижению заданного уровня добычи нефти при возможно высоком коэффициенте нефтеотдачи.

5.2. Системы разработки отдельных залежей нефти

1. Сетка скважин. При разработке залежей с *неподвижным контуром нефтеносности* (залежи, изолированные от напора вод, массивные «водоплавающие» залежи с напором подошвенных вод) скважины размещают равномерной сплошной сеткой (квадратной или треугольной) по всей площади залежи, т. е. по углам квадратов или равносторонних треугольников, на которые разбивается вся площадь. Расстояние между скважинами выбирают в зависимости от геолого-технических условий и экономических соображений.

На нефтяных *залежах с напорными режимами* (с перемещающимися контурами нефтеносности) скважины располагают рядами, параллельными перемещающимся контурам:

- при газонапорном режиме – параллельно контуру газоносности;
- при водонапорном – контуру водоносности.

Расстояние между рядами скважин для каждой конкретной залежи может быть постоянным или изменяться от ряда к ряду.

Расстояние между скважинами в ряду также может быть одинаковым для всех рядов или различным для каждого ряда. Эти расстояния устанавливают при составлении проекта разработки залежи.

От принятой сетки размещения скважин на разрабатываемой площади и их числа при прочих равных условиях зависят темп отбора нефти из залежи и срок ее разработки.

На каждой площади можно разместить любое число скважин в зависимости от принимаемого расстояния между ними.

Однако при частой сетке, т. е. при небольшом расстоянии между скважинами, область дренирования отдельной скважины может накладываться на области дренирования соседних скважин. Это нерационально, так как на площади бурят излишние скважины.

Излишне разреженная сетка размещения скважин также может оказаться нерациональной, так как область дренирования каждой скважины ограничена, и в периферийных зонах этих областей будут оставаться целики с большими запасами нефти, текущая добыча и конечная нефтеотдача залежи будут низкими.

Поэтому выбор схемы размещения скважин и определение их числа на площади – основная задача разработки нефтяных месторождений, которая решается комплексно с учетом геологических, технических и экономических факторов.

Раньше, до появления науки о разработке нефтяных месторождений расстояния между скважинами выбирались без каких-либо обоснований и составляли для неглубоко залегающих пластов 75–100 м, для более глубоких 150–200 м при треугольной сетке. Другими словами, на одну скважину приходилось от 0,4 до 3 га площади пласта.

В настоящее время оптимальное расстояние между скважинами определяют с помощью гидродинамических расчетов на основании данных о геологическом строении месторождения вязкости нефти, содержании газа, режиме дренирования залежи.

Плотность сетки скважин на площади обычно принято выражать в гектарах, приходящихся на одну скважину.

Пример. Так, при геометрической сетке с расстоянием между скважинами 100 м плотность будет равна 1 га, при расположении скважин рядами и расстояниями между ними 500 м, а между скважинами в рядах 300 м плотность будет равна 15 га.

2. Темп и порядок разбуривания. По темпу ввода скважин в эксплуатацию различают:

- сплошную;
- замедленную системы разработки.

При сплошной системе разбуривание залежи эксплуатационными скважинами производится в сравнительно короткие сроки – до одного года, *при замедленной системе* – в течение нескольких лет.

По порядку разбуривания залежи различают:

- сгущающуюся;
- ползущую систему.

При сгущающейся системе залежь вначале разбуривается разреженной сеткой скважин, равномерно расположенных по всей площади. Последующие скважины закладываются в промежутках между первыми скважинами. Такое уплотнение может производиться 2–3 раза, вплоть до конечной принятой степени уплотнения. Для пластов со значительной степенью неоднородности это позволяет выявлять все особенности пласта и принимать затем правильное решение о рациональных сетках скважин на различных участках площади.

При ползущей системе разработки разбуривание залежи начинают в какой-либо ее части с заданной степенью уплотнения, затем производят бурение новых групп или рядов скважин в определенном направлении до полного разбуривания всей площади.

На залежах нефти с напорными режимами применяют ползущую систему разработки. При водонапорном режиме сначала бурят первый ряд скважин вдоль внешнего контура нефтеносности, затем следующие ряды вверх по восстанию пласта. При газонапорном режиме в первую очередь бурят скважины первого ряда от контура газоносности, а затем следующие ряды вниз по падению пласта.

3. Темп отбора нефти. Темп отбора нефти, определяемый суммарной добычей нефти из пластов за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год). При заданном числе скважин, пробуренных на каждый конкретный пласт, средние их дебиты, а следовательно и текущая добыча, могут быть самыми различными и зависеть от установленного режима эксплуатации скважин.

В свою очередь, режимы эксплуатации каждой скважины и всего месторождения в целом непостоянны на весь период жизни месторождения и могут изменяться во времени в зависимости от изменения геолого-технических условий и энергетических факторов этого месторождения.

Естественные условия, определяющие запас пластовой энергии в залежи, не всегда могут обеспечить высокие темпы отбора нефти даже при большой нефтеотдаче в связи с быстрым снижением пластового давления. Для улучшения условий разработки залежи, как правило, создают искусственный напорный режим, что достигается закачкой в пласт воды или газа для поддержания пластового давления на высоком уровне.

Из сказанного следует, что система разработки каждой нефтяной залежи может быть самой различной как по сетке размещения скважин, порядку и темпу разбуривания площади, так и по темпам отбора нефти. Кроме того, нефтяную залежь можно разрабатывать с применением методов искусственного воздействия на залежь или без применения этих методов. Сами методы искусственного воздействия также могут быть различными как по виду рабочего агента, так и по схеме размещения нагнетательных скважин.

Если учесть, что в природе встречаются самые разнообразные залежи нефти по размерам и мощности, глубине залегания, геолого-физическим свойствам нефтесодержащих пород и характеристике нефти,

содержанию в пласте газа и воды, то станет ясно, что общего рецепта для выбора рациональной системы разработки нефтяных залежей дать нельзя. К каждой залежи должен быть применен сугубо индивидуальный подход, чтобы разработка была наиболее рациональной и эффективной при соблюдении правил по охране недр.

5.2. Контроль и регулирование разработки нефтяной залежи

Цель регулирования процесса разработки нефтяной залежи – обеспечение равномерного перемещения водонефтяного или газонефтяного контакта от контуров водоносности и газонефтяности.

Под равномерным перемещением контуров подразумевается последовательное перемещение их от изогипсы (отметки кровли или подошвы пласта) к изогипсе с уменьшением нефтенасыщенности в зоне замещения нефти водой или газом.

Идеальное перемещение водонефтяного контакта возможно лишь в пласте геометрически правильной формы и однородном по физическим свойствам. В большинстве случаев эти условия не выдерживаются, и перемещение контуров нефтеносности и водоносности происходит неравномерно.

Для устранения неравномерного продвижения воды применяют следующие меры:

- ограничивают отборы жидкости из обводняющихся скважин и скважин, близко расположенных к контуру водоносности;
- изолируют нижние обводнявшиеся части или пропластки залежи;
- в случае закачки воды в пласт ограничивают объем закачиваемого агента через скважины, наиболее близко расположенные к обводняющемуся участку с одновременным увеличением объема закачиваемой воды в зонах, где продвижение контурных вод замедленно.

Пласты с газовой шапкой следует разрабатывать так, чтобы газ не прорывался к отдельным эксплуатационным скважинам, а равномерно оттеснял нефть вниз по падению пласта. В таких пластах купольная часть не разбуривается эксплуатационными скважинами; первый

ряд этих скважин размещают на некотором отдалении от газонефтяного контакта. Разработку пластов с газонапорным режимом регулируют изменением отбираемого объема нефти из скважин, близко расположенных к купольной части.

Для управления процессом разработки нефтяной залежи и регулирования продвижения контуров нефтеносности необходимо вести систематический контроль за режимом эксплуатации каждой скважины и залежи в целом. Такой контроль заключается в наблюдении за дебитом нефти, газа и воды по каждой скважине и за распределением пластового давления по всей залежи в целом и по отдельным ее зонам.

Для постоянного наблюдения за подъемом зеркала воды в промежуточной водонефтяной зоне залежи предназначены контрольные, или наблюдательные скважины. Обычно для этих целей используют обводнившиеся нефтяные скважины или ранее пробуренные разведочные.

Для постоянного прослеживания за изменением пластового давления в законтурных и приконтурных частях залежи предназначены пьезометрические скважины. По столбу воды в этих скважинах определяют пластовое давление в законтурных и приконтурных зонах.

Данные динамического пластового давления наносят на карту расположения забоев скважин и затем соединяют линиями точки с равными давлениями (рис. 5.2). Такая методика построения карт изобар пригодна для пологозалегающих пластов.

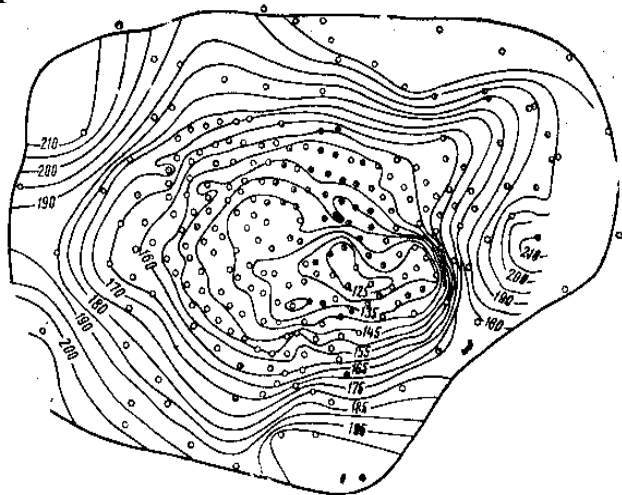


Рис. 5.2. Карта изобар

Для пластов с крутыми углами падения составляют карты приведенных изобар по данным приведенных пластовых давлений, под которыми понимаются давления, приведенные к уровню моря или к плоскости первоначального водонефтяного контакта.

При правильной разработке залежи изобары будут представлять собой замкнутые концентрические линии, совпадающие с изогипсами и располагающиеся параллельно фронту питания залежи контурной водой или газом газовой шапки.

Чтобы проследить за изменением пластового давления во времени, карты изобар строят периодически, например, через три месяца или через полгода.

Для анализа и регулирования процессов разработки нефтяных месторождений, помимо карт изобар, строят также карты равных коэффициентов проницаемости и продуктивности на 1 м мощности пласта, карты отборов нефти по зонам и скважинам, карты обводненности и продвижения контуров нефтеносности. Сравнение таких карт, построенных на разные даты, позволяет установить происходящие в пласте изменения указанных показателей в процессе эксплуатации залежи и своевременно принимать меры по нормализации разработки залежи.

Изменение отдельных показателей в процессе разработки залежи и их взаимных соотношений изучают *по графикам разработки*.

Пользуясь графиками разработки, картами изобар и картами обводнения, можно правильно оценивать состояние разработки и намечать правильные пути регулирования процессов эксплуатации отдельных скважин и пласта в целом (рис. 5.3).

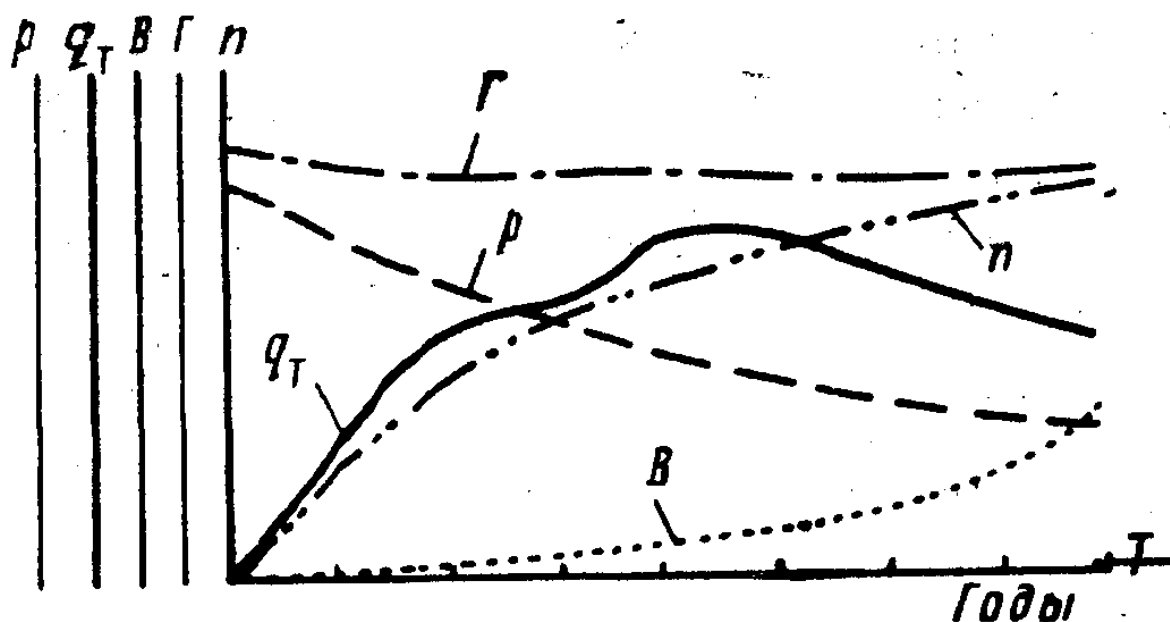


Рис.5.3. График разработки месторождения:

P – среднее динамическое пластовое давление; q_m – текущая добыча нефти; B – обводненность нефти в процентах; Γ – газовый фактор; n – число действующих скважин

Основные показатели добычи:

- добыча нефти (т/сут; т/год);
- добыча жидкости (м³/сут; м³/год);

- обводненность продукции, %;
- добыча газа ($\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{год}$);
- фонд добывающих скважин, в том числе по способам эксплуатации, ед.;
- фонд нагнетательных скважин, ед.;
- фонд бездействующих скважин, ед.;
- ввод новых добывающих скважин, ед.;
- средний дебит скважины по нефти, $\text{т}/\text{сут}$;
- средний дебит скважины по жидкости, $\text{т}/\text{сут}$;
- расход нагнетаемой воды ($\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{год}$);
- накопленный с начала разработки отбор нефти, т ;
- накопленный отбор воды, м^3 ;
- накопленный отбор газа, м^3 ;
- объем закачанной воды, м^3 ;
- добыча воды на 1 т добытой нефти, $\text{м}^3/\text{т}$.

Динамику указанных показателей разработки целесообразно анализировать по стадиям, выделяемым в общем периоде эксплуатации объекта.

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рис. 5.4):

I стадия – стадия освоения эксплуатационного объекта – характеризуется ростом годовой добычи нефти; на этой стадии разбуривают и вводят в эксплуатацию основной фонд скважин (или его большую часть), осваивают предусмотренную систему воздействия на пласты. Срок этой стадии определяется темпами роста добычи.

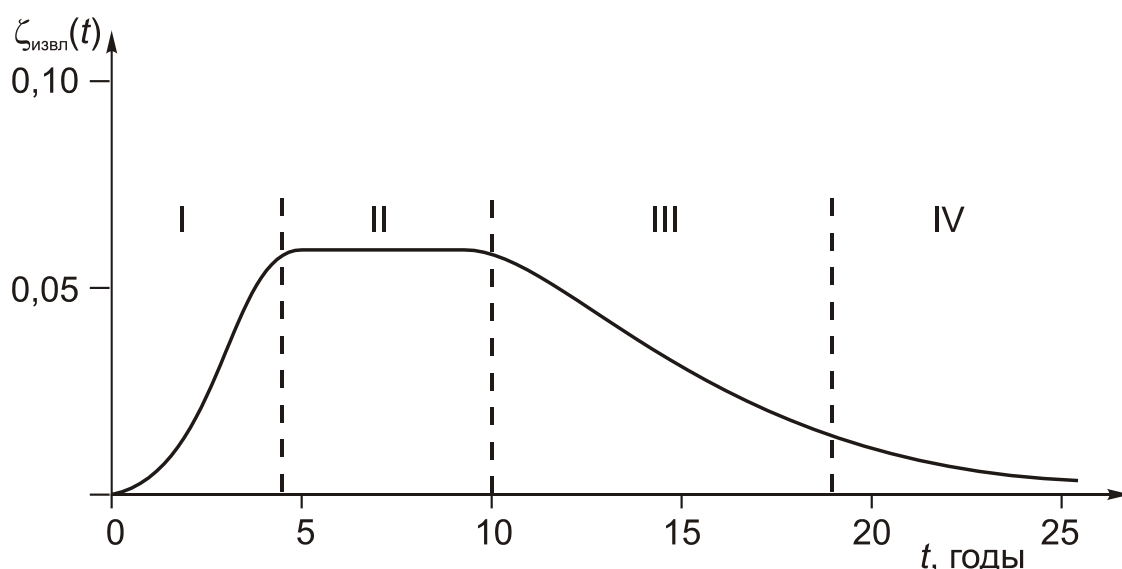


Рис. 5.4. Стадии разработки месторождения

Темпы роста добычи в этой стадии медленнее, а продолжительность стадии больше на объектах с большими площадью 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 и более.

II стадия – стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи (максимальным темпом разработки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия.

Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их геологопромысловой 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 на пласты. Выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки.

Ко II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10 %.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от 1–2 до 8–10 лет.

III стадия – стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения под закачку воды дополнительных скважин, 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 завершает период разработки: характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии выполняют те же виды работ по регулированию разработки.

Продолжительность IV стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода.

Показателем эффективности процесса служит повышение или, по крайней мере, прекращение снижения дебита по нефти в добываемой жидкости.

5.4. Коэффициент извлечения нефти

Коэффициентом извлечения нефти ($K_{ни}$) называется отношение количества нефти (Q_t), добытой из залежи или ее части с начала разработки в течение времени (t), к балансовым запасам ($Q_б$) залежи:

$$K_{ни} = Q_t / Q_б, \quad (5.1)$$

где $K_{ни}$ – коэффициент извлечения нефти; Q_t – количество нефти добытой из залежи или ее части с начала разработки в течение времени (t); $Q_б$ – балансовые запасы.

$$Q_{и} = Q_б * K_{ни} \quad (5.2)$$

где $Q_{и}$ – извлекаемые запасы нефти.

Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти. Текущий коэффициент нефтеизвлечения характеризует степень выработки балансовых запасов залежи на определенную дату. Конечный коэффициент нефтеизвлечения характеризует степень выработки балансовых запасов залежи на момент окончания разработки.

Коэффициент извлечения нефти представляет собой произведение коэффициентов вытеснения, заводнения и охвата:

$$K_{ни} = K_в * K_з * K_{ох} \quad (5.3)$$

где *коэффициент вытеснения* ($K_в$) – отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проник рабочий агент, к начальному количеству нефти в этом же объеме; значения ($K_в$), как правило,

определяются экспериментально на образцах коллекторов, т. е. на микроуровне в лабораторных условиях при промывке образцов бесконечно большими объемами воды.

Коэффициент заводнения (K_z) – отношение количества нефти, вытесненного из промытого объема пустотного пространства, в который проникла закачиваемая (или законтурная) вода при промывке его до заданной обводненности продукции скважин, к количеству нефти, вытесняемому из того же объема пустотного пространства при полной его промывке (когда скважины начнут давать чистую воду), т. е. к количеству нефти, определяемому коэффициентом вытеснения (коэффициент заводнения по существу отражает тот факт, что полная промывка пустотного пространства при современных принципах разработки не достигается).

Коэффициент охвата ($K_{ох}$) пласта процессом вытеснения – это отношение суммы объемов коллекторов, охваченных процессом вытеснения нефти, к общему объему коллекторов, содержащих нефть.

При нагнетании в пласт воды (или другого рабочего агента) вытеснение нефти к забоям добывающих скважин и дренирование залежи в целом происходит практически только за счет энергии закачки. В этих условиях 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 происходит снижение пластового давления, благодаря чему скважины эксплуатируются с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивной характеристике перфорированных пластов.

$$K_{ох} = V_{ох} / V_{общ}, \quad (5.4)$$

где $V_{ох}$ – часть эффективного объема залежи эксплуатационного объекта, участвующего в дренировании под воздействием вытесняющего агента; $V_{общ}$ – общий эффективный объем залежи.

Коэффициент охвата вытеснением входит в формулу, используемую для прогноза коэффициента нефтеотдачи. Его величина оказывает большое влияние на конечную нефтеотдачу и на темпы добычи нефти. Достижение возможно большей величины этого коэффициента 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.

За последние 40 лет коэффициент извлечения нефти падает (с 50 % в 60-х годах до 34 % в 2000 г.), сокращаясь за десятилетие на 3–4 %, что равноценно снижению возможных извлекаемых запасов на 14 млрд (рис. 5.5).

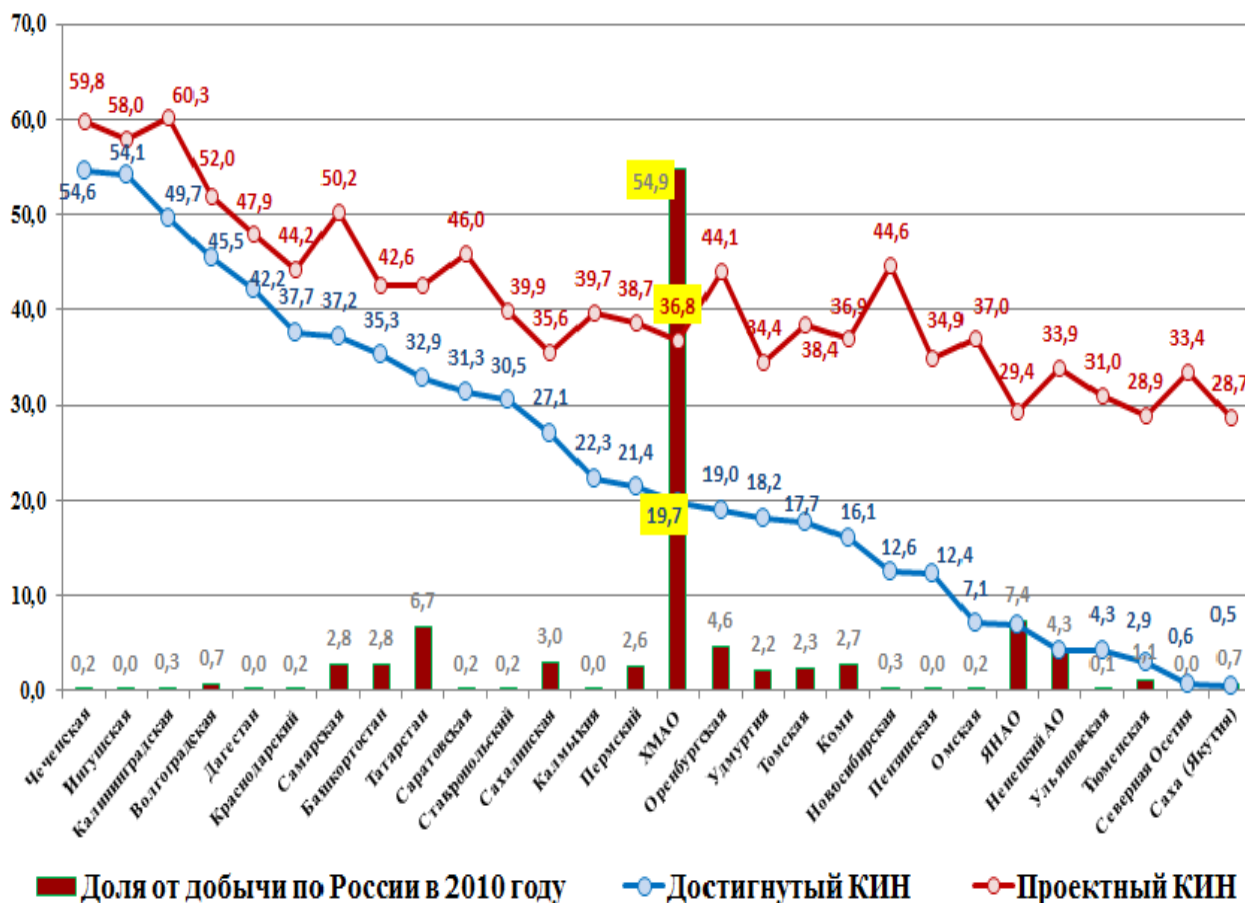


Рис.5.5. Коэффициент извлечения нефти по регионам России

В Татарстане за все время, начиная от первого подсчета запасов нефти по Ромашкинскому месторождению в 1954 г., нефтеотдача снизилась почти в 1,5 раза.

Сегодня при оценке ресурсов коэффициент извлечения нефти принимается обычно равным 27–30 %, что является одним из наиболее низких показателей в мировой практике (табл. 5.1).

Предполагается, что при освоенных технологиях в недрах после выработки извлекаемых запасов останется в 2 раза больше нефти, чем будет добыто к концу разработки месторождений.

Таблица 5.1

Величина коэффициента нефтеизвлечения по разным регионам

Регион, месторождение	КИН
1. Канада (битумные месторождения, регион Атабаска)	0,73
2. Шельфовые месторождения Северного моря	0,7
3. Алжир (месторождения Хаси-Мессауд)	0,6
4. Венесуэла, регион Марракайбо	0,58
Россия:	
5. Татарстан (Ромашкинское месторождение, Миннебаевская пл.)	0,41 0,22–0,25
6. Западная Сибирь	до 0,73

Для прогнозных ресурсов принят коэффициент извлечения нефти около 20 %. Это сделано с учетом того, что основной их объем относится к категории трудноизвлекаемых.

В это значение заложен значительный резерв их увеличения по мере отработки новейших методов увеличения нефтеотдачи. Опыт применения в Республике Татарстан методов извлечения нефти показывает, что коэффициент нефтеизвлечения, в среднем, можно увеличить от проектного 42 до 50 %. За счет повышения коэффициента нефтеизвлечения планируется обеспечить более 25 % общего прироста запасов нефти, причем, со временем эта доля будет возрастать.

5.5. Методы поддержания пластового давления

Методов воздействия на залежь с целью увеличения ее производительности и повышения нефтеотдачи достаточно много. При этом одни методы направлены на интенсификацию (стимуляцию) работы скважин (увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин), другие – только на повышение нефтеотдачи, третьи – как на интенсификацию работы скважин, так и на повышение нефтеотдачи пластов.

Все методы воздействия на залежь можно разбить на две группы:

1. Методы, обеспечивающие восполнение энергии пласта и вытеснение нефти за счет закачиваемого рабочего агента, т. е. поддержание пластового давления.

2. Методы, улучшающие фильтрацию нефти в призабойной зоне.

Первую группу методов с некоторой долей условности можно разделить на два типа.

Первый тип – методы объемного воздействия на пласт с целью приращения извлекаемых запасов путем увеличения коэффициентов вытеснения и охвата залежи воздействием. Следствием такого воздействия может стать улучшение смачивания, снижение межфазного натяжения между нефтью и водой, перераспределение локального градиента давления в пласте и стимулирование капиллярных сил, вовлечение в работу недренируемых пропластков, участков пласта и застойных зон. Наблюдаемым результатом такого воздействия являются довольно продолжительное увеличение отборов нефти и жидкости по реагирующим скважинам, снижение обводненности их продукции. При этом характерно запаздывание проявления эффекта, связанное как с невысокой скоростью фильтрации флюидов в поровом пространстве пласта, так и с некоторыми особенностями применения технологий.

Второй тип – технологии локального воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения текущего дебита нефти. Следствием такого воздействия может быть увеличение проницаемости призабойной зоны (раскрытие трещин, очистка от колюматизирующих компонентов), снижение проводимости призабойной зоны пласта для воды (гидрофобизация или механическое закупоривание пор и трещин в промытых пропластках). Наблюдаемым результатом воздействия является увеличение отборов нефти и жидкости либо снижение обводненности продукции. При этом эффект наблюдается непосредственно после проведения операции и освоения скважины.

Увеличение темпа отбора нефти из залежи и получению повышенных коэффициентов нефтеотдачи, характерных для напорных режимов (водонапорного) можно достичь путем искусственного поддержания пластовой энергии. Это осуществляется путем закачки в залежь воды или газа (воздуха).

При поддержании пластовой энергии:

- предотвращается выделение газа в пласте, поскольку пластовое давление поддерживается большим, чем давление насыщения;
- создаются повышенные давления в зоне пласта, способствующие вытеснению нефти из пропластков с низкой проницаемостью;
- сокращается срок разработки залежи;
- улучшаются экономические показатели ее разработки.

Системы искусственного поддержания пластового давления по схеме взаимного размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин:

1. Газ следует нагнетать:

- в газовую шапку, поддерживая напорный режим залежи;
- искусственно создавать газовую шапку в пластах, где углы падения пород превышают $10\text{--}15^\circ$.

2. Воду в пласт можно закачивать:

- за контуром нефтеносности;
- на контуре;
- внутри контура.

5.5.1. Заводнение

Поддержание пластового давления при закачке воды в пласт осуществляется путем законтурного и внутриконтурного заводнения или же различных модификаций этих процессов.

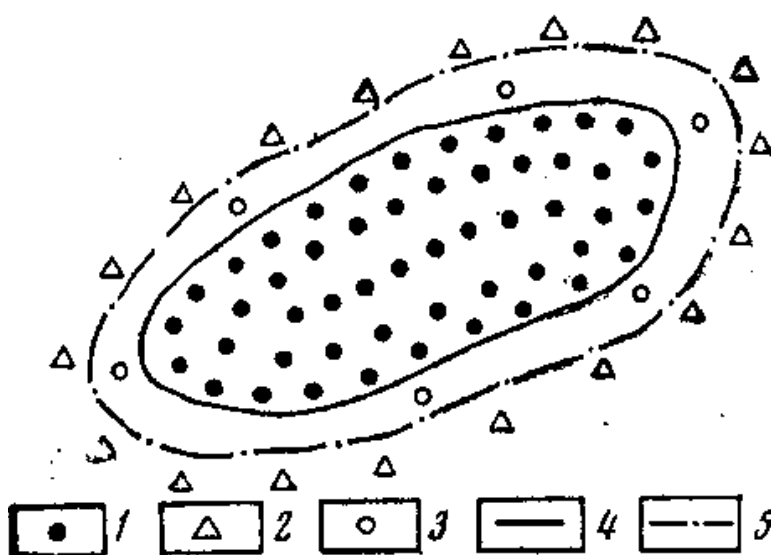


Рис. 5.6. Схема законтурного заводнения: 1 – нефтяные скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – контрольные скважины; 4 – внутренний контур нефтеносности; 5 – внешний контур нефтеносности

При законтурном заводнении воду закачивают в пласт через специальные нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи (рис. 5.6). Эксплуатационные нефтяные скважины располагаются внутри контура нефтеносности рядами, параллельными контуру. При водонапорном режиме законтурное заводнение применяют в том случае, если естественный напор краевых вод не обеспечивает сохранение пластового давления, необходимого для нормальной эксплуатации скважин при запланированных объемах добычи нефти.

Применяется:

- для пластов, сложенных однородными песками или песчаниками, с хорошей проницаемостью и не осложненных нарушениями.
- при водонапорном режиме в том случае, если естественный напор краевых вод не обеспечивает сохранение пластового давления, необходимого для нормальной эксплуатации скважин.

Не рекомендуется применять:

- в пластах, сложенных известняками, так как в них отдельные участки могут не сообщаться с остальной площадью системой каналов и трещин.
- при добыче высоковязкой нефти процесс закачки воды в пласт также может быть малоэффективным, потому что менее вязкая по сравнению с нефтью вода при движении в пласте будет обгонять нефть, прорываться к отдельным скважинам и преждевременно обводнять их.

Достоинства: создается искусственный контур питания залежи энергией, приближенный к зоне ее разработки, что создает благоприятные условия для повышения отбора нефти и, следовательно, для интенсификации разработки залежи.

Осложнения:

- приближение нагнетательных скважин к эксплуатационным может вызвать быстрое и неравномерное обводнение залежи, вследствие чего, в ней остается большой объем нефти.
- чрезмерное удаление нагнетательных скважин от эксплуатационных, благоприятное с точки зрения равномерности продвижения воды по всему периметру залежи, может сделать искусственный контур питания малоэффективным.

Для однородных пластов расстояние от нагнетательного ряда скважин до внешнего ряда эксплуатационных принимают не более 1000–1200 м, а для неоднородных пластов с низкой проницаемостью – 600–700 м.

На месторождениях, разрабатываемых при помощи законтурного заводнения, высокий уровень текущей добычи нефти сохраняется длительное время и только на последних этапах разработки снижается до минимума.

Приконтурное заводнение

Применяется:

- при плохой проницаемости пород нагнетательные скважины располагают в водонефтяной зоне пласта внутри контура в более проницаемых частях залежи,

- при разработке только таких залежей, размеры которых позволяют разместить на площади сразу все запроектированные ряды скважин, но не больше двух, трех и как максимум четырех рядов скважин на каждую линию нагнетания. Так как повышенное давление, создаваемое на линии нагнетательных скважин, активно воздействует только на 2–3 близлежащих ряда эксплуатационных скважин.

При применяемых в настоящее время расстояниях между рядами эксплуатационных скважин (500–800 м) для одновременного разбуривания всей площади залежи нужно, чтобы ее ширина в пределах внутреннего контура нефтеносности была не больше 4–5 км.

Внутриконтурное заводнение (сочетание законтурного и внутриконтурного заводнений), сущность которого заключается в том, что площадь залежи расчленяется (разрезается) на отдельные участки рядами нагнетательных скважин (рис. 5.7). При закачке воды в пласте по линии размещения нагнетательных скважин образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетокам

нефти из одной площади в другую. По мере закачки отдельные очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, увеличиваются в размерах и, наконец, сливаются, образуя единый

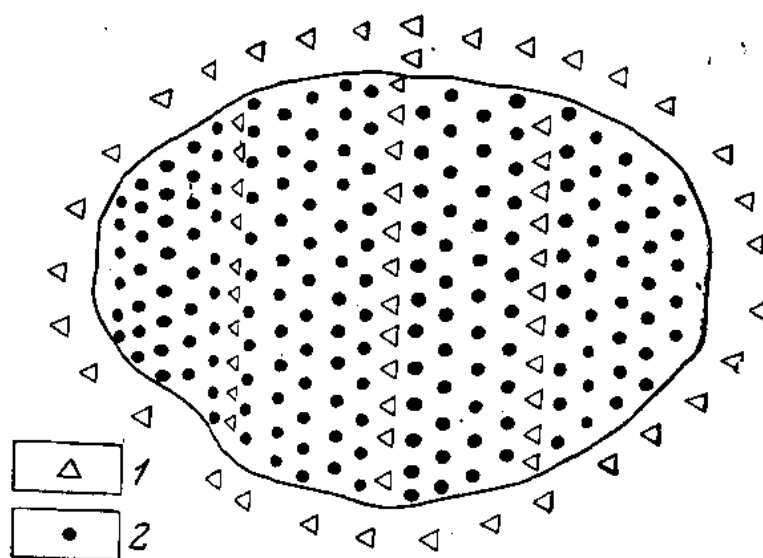


Рис. 5.7. Схема внутриконтурного заводнения: 1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины

фронт, продвижение которого можно регулировать также, как и при законтурном заводнении. Эксплуатационные скважины располагают рядами так, чтобы фронту поступающей воды противостоял фронт ее отбора. Расстояние между рядами эксплуатационных скважин и между скважинами в рядах устанавливают с учетом особенности геологического строения и физической характеристики коллекторов на данной разрабатываемой площади. Таким образом, разработку каждой площади можно осуществлять по всей системе размещения эксплуатационных скважин с максимальным учетом геологической характеристики площади.

Применяется при разработке значительных по площади нефтяных залежей.

Достоинства. Возможность начинать разработку залежи с любой площади, в частности, вводить в разработку в первую очередь площади, наиболее богатые по запасам.

Применение с самого начала разработки позволяет:

- резко улучшить технико-экономические показатели за счет повышения объемов текущего отбора нефти;
- сократить срок их разработки;
- уменьшить плотность сеток скважин.

Внутриконтурное заводнение впервые было осуществлено на Ромашкинском нефтяном месторождении в Татарстана, разработка которого началась в 1952 г. Девонская залежь этого месторождения была расчленена рядами нагнетательных скважин более чем на 20 обособленных эксплуатационных площадей.

В процессе разработки Ромашкинского месторождения увеличение давления нагнетания на некоторых площадях позволило использовать более редкие сетки скважин, чем это было предусмотрено проектом, и разбурить данное месторождение с меньшим числом эксплуатационных скважин. С целью интенсификации разработки было предусмотрено: дополнительное разрезание залежи; увеличение давления на линиях нагнетания на 20–30 % выше начального пластового давления; обеспечение дифференцированного, давления нагнетания по разным горизонтам. В Куйбышевской области на Мухановском и Покровском месторождениях законтурное заводнение оказалось малоэффективным. Поэтому был осуществлен переход на внутриконтурное заводнение с разрезанием залежи на отдельные блоки рядами нагнетательных скважин.

Этот способ в дополнение к законтурному осуществлен на Туймазиноком, Серафимовском, Шкаповском и Арланском месторождениях в Башкирии и практически на всех месторождениях в Западной Сибири и Западном Казахстане.

Применение внутриконтурного заводнения на нефтяных месторождениях с самого начала их разработки позволяет резко улучшить технико-экономические показатели за счет повышения объемов текущего отбора нефти, сокращения срока их разработки и уменьшения плотности сеток скважин.

Комбинированные методы. В ряде случаев для интенсификации процесса разработки применяют комбинацию законтурного или приконтурного заводнения с внутриконтурным центральным заводнением.

Среди систем центрального заводнения различают:

1. *Осевое заводнение* характеризуется расположением нагнетательных скважин по оси структуры (рис. 5.8а).

2. *Кольцевое заводнение* характеризуется расположением нагнетательных скважин по кольцу, причем залежь нефти расчленяется на две неравные площади: меньшую – центральную и большую – кольцевую (рис. 5.8б).

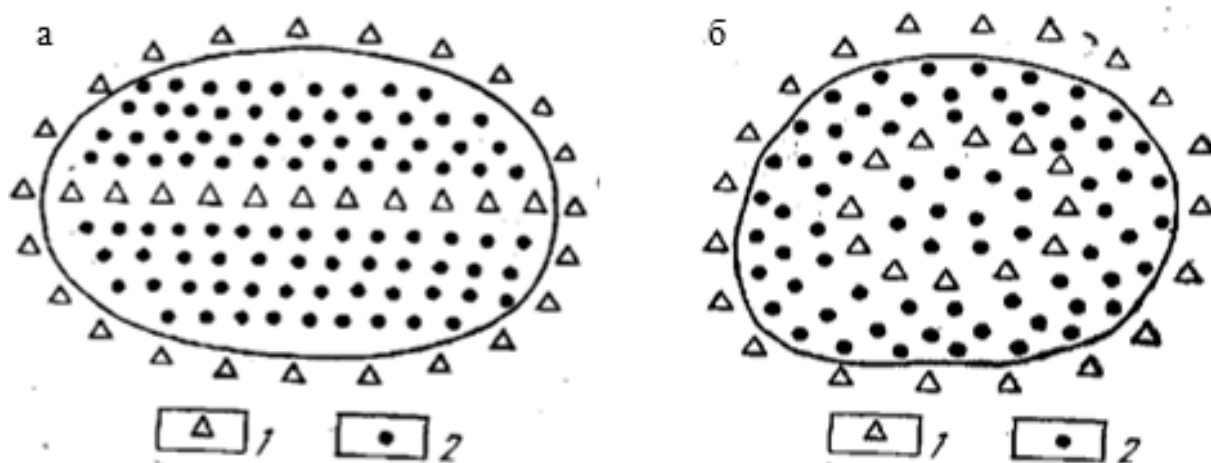


Рис. 5.8. Схема осевого (а) и кольцевого (б) заводнений:

1 – нагнетательные скважины; 2 – эксплуатационные скважины

3. *Очаговое заводнение* характеризуется расположением, нагнетательных скважин на участках с линзовидными пропластками, в которых имеются неизвлеченные запасы нефти.

4. *Площадное заводнение, площадная закачка газа или воздуха.* При этом нагнетательные скважины располагаются непосредственно

в нефтяной зоне между эксплуатационными скважинами. Обычно в качестве нагнетательных используют нефтяные скважины или скважины, выбывшие из эксплуатации по тем или иным причинам.

При этой системе добывающие и нагнетательные скважины размещаются по правильным схемам четырех-, пяти-, семи- и девятиточечным системам (рис. 5.10).

Для получения большего эффекта площадное заводнение следует проводить в условиях равномерного и повсеместного, воздействия на залежь нагнетаемой воды. Нагнетательные скважины в пределах сетки размещают равномерно по площади с таким расчетом, чтобы на каждую из них приходилась ограниченная ее часть, в пределах которой можно контролировать распространение нагнетаемой воды.

В зависимости от принятой геометрической сетки размещения скважин на площади применяют ту или иную *схему площадного заводнения*.

Так, *квадратной сетке* размещения скважин соответствует так называемая *пятиточечная схема* (рис. 5.10б), при которой в центре квадрата, составленного нагнетательными скважинами, располагается эксплуатационная скважина. Каждая нагнетательная скважина при этом обслуживает также четыре эксплуатационные скважины, т. е. общее соотношение нагнетательных и эксплуатационных скважин равно 1:1.

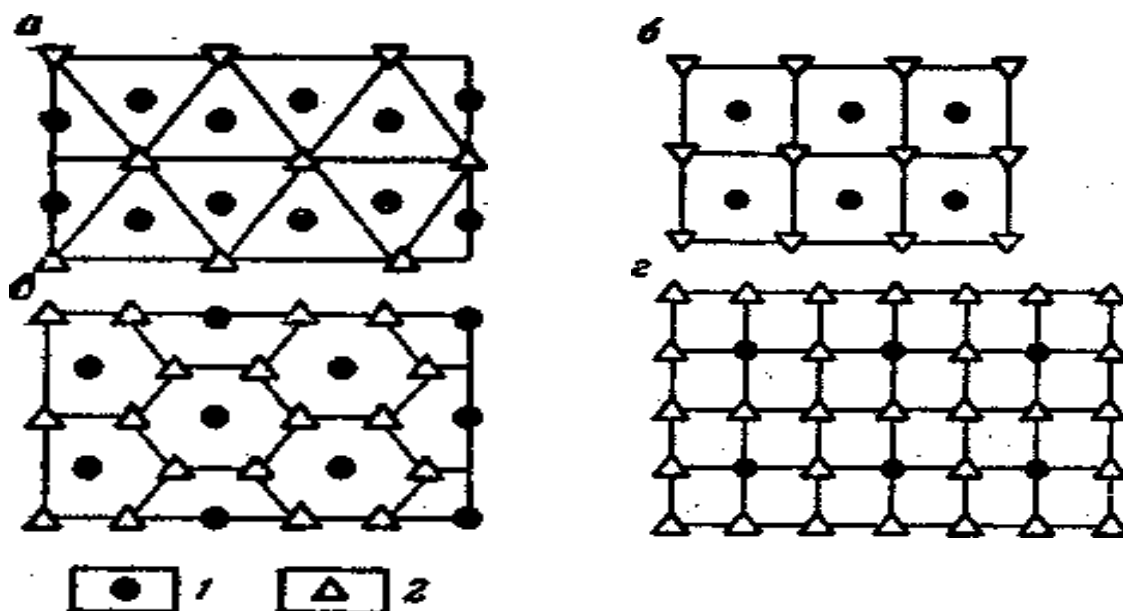


Рис. 5.10. Основные схемы площадного заводнения:

а – четырехточечная, б – пятиточечная, в – семиточечная, г – девятиточечная; 1 – добывающие скважины, 2 – нагнетательные скважины

При *треугольной сетке* размещения скважин осуществляется семиточечная схема (рис. 5.10в), при которой в центре шестиугольника, составленного нагнетательными скважинами, располагается эксплуатационная скважина. Каждая нагнетательная скважина обслуживает, таким образом, три эксплуатационные, и общее соотношение эксплуатационных и нагнетательных скважин равно 1:2.

Так, в четырехточечной системе (рис. 5.10) соотношение между нефтедобывающими и нагнетательными скважинами 2:1, при пятиточечной системе – 1:1, при семиточечной системе – 1:2, при девятиточечной системе – 1:3. Таким образом, наиболее интенсивным среди рассмотренных являются семи- и девятиточечные системы.

И при той, и при другой схемах распространение нагнетаемой воды локализуется направлениями к эксплуатационным скважинам, что в условиях равномерной сетки скважин делает процесс полностью контролируемым.

Большое влияние на эффективность площадного заводнения оказывает однородность пласта и величина запасов нефти, приходящаяся на одну скважину, а также глубина залегания объекта разработки.

Применение:

- залежи, характеризующиеся минимальной нефтеотдачей в процессе первичной стадии их разработки, т. е. работающие в режиме растворенного газа;
- наличие в пласте достаточного количества неизвлеченной нефти;
- спокойное и пологое залегание пластов, без нарушений и тектонической перебитости залежи;
- однородность литологического состава и проницаемости пород пласта;
- небольшая вязкость нефти;
- небольшая мощность продуктивного пласта.

Ограничения:

- необходимость равномерного размещения скважин при площадном заводнении связано с бурением новых скважин. Поэтому с увеличением глубин скважин ограничивается эффективность процесса.
- экономическое – при глубинах свыше 800 м стоимость бурения новых скважин не эффективна,

– геологическое – при глубинах меньше 150 м нагнетание воды может сопровождаться расслоением пород в связи с небольшой величиной горного давления; это способствует бесконтрольным прорывам воды.

Поэтому применение площадного заводнения наиболее целесообразно при глубинах от 150 до 800 м.

Распространенность этого метода обуславливается в основном высокой нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. Так как плотность воды больше, чем плотность нефти, то нагнетаемая вода будет стремиться проходить по нижней части пласта (в истощенном пласте нижняя часть всегда больше насыщена нефтью по сравнению с верхней). Кроме того, вода, продвигаясь по пласту, заполняет поры породы и, смачивая пески, освобождает даже ту нефть, которая удерживается в породе прилипанием, т. е. силами молекулярного притяжения.

Следует, однако, отметить, что при бессистемном заводнении залежи эффект может оказаться отрицательным: при неравномерном обводнении площади образуются потерянные «целики» нефти, которые трудно выявить и, следовательно, ввести в эксплуатацию.

В условиях неоднородного пласта как по разрезу, так и по площади происходят преждевременные прорывы воды к добывающим скважинам по более проницаемой части пласта, что сильно снижает добычу нефти за безводный период и повышает водонефтяной фактор, поэтому площадное заводнение желательно применять при разработке более однородных пластов.

Очаговое заводнение – это дополнение к уже осуществленной системе законтурного или внутриконтурного заводнений. При этой системе заводнения группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти. В отдельных случаях при хорошо изученном геологическом строении продуктивного пласта очаговое заводнение можно применять как самостоятельную систему разработки месторождения.

Избирательная система заводнения является разновидностью площадного заводнения и применяется на залежах нефти со значительной неоднородностью.

При системе избирательного заводнения разработка залежи осуществляется в следующем порядке. Залежь разбуривают по равномерной треугольной или четырехугольной сетке, и затем все скважины вводят в эксплуатацию как нефтедобывающие. Конструкция скважин подбирается таким образом, чтобы любая из них отвечала требованиям,

предъявляемым к нефтедобывающим и нагнетательным скважинам. Площадь залежи нефти (месторождения) обустраивают объектами сбора нефти и газа и объектами поддержания пластового давления так, чтобы можно было освоить любую скважину не только как нефтедобывающую, но и как водонагнетательную.

Детальным изучением разреза в скважинах по данным каротажа, проведением в скважинах гидропрослушивания из числа нефтедобывающих выбирают скважины под нагнетание воды. Такими скважинами должны быть скважины, в которых нефтепродуктивный разрез вскрывается наиболее полно. Прослеживается гидродинамическая связь выбранной скважины с соседними.

Избирательная система с успехом применена на месторождениях Татарстана.

Барьерное заводнение. При разработке газонефтяных месторождений с большим объемом газовой шапки может ставиться задача одновременного отбора нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки. В связи с тем, что регулирование отбора нефти и газа, а также пластового давления при раздельном отборе нефти и газа, не приводящим к взаимным перетокам нефти в газоносную часть пласта, а газа в нефтеносную часть, весьма затруднено, прибегают к разрезанию единой нефтегазовой залежи на отдельные участки самостоятельной разработки. Водонагнетательные скважины при этом располагают в зоне газонефтяного контакта, а закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы происходило вытеснение нефти и газа водой при исключении взаимных перетоков нефти в газовую часть залежи, а газа в нефтяную часть.

Впервые барьерное заводнение внедрялось на газонефтяном месторождении Карадаг Азербайджанской ССР.

Давление нагнетания зависит главным образом:

- от объема нагнетаемой воды;
- проницаемости пород.

Следует учитывать, что с увеличением темпов закачки воды сроки вытеснения нефти не всегда сокращаются. Часто происходит прорыв воды в каком-либо направлении и увеличивается ее удельный расход. Поэтому оптимальные скорости процесса следует определять опытным путем в каждом конкретном случае. При установившемся процессе (после заполнения всех пустот в породе жидкой фазой) количество нагнетаемой воды можно принять равным количеству жидкости, добываемой в единицу времени.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения сопровождается с самого начала разработки прогрессирующим обводнением добывающих скважин и извлечением вместе с нефтью больших объемов закачиваемой воды. Большинство нефтяных месторождений обводняются закачиваемой водой неравномерно, в связи с высокой зональной и послойной неоднородностью нефтяных пластов. Вода в первую очередь прорывается по наиболее проницаемым слоям к добывающим скважинам, оставляя «целики» нефти по площади и разрезу залежей, обводняя добывающие скважины. Огромные объемы извлекаемой воды затрудняют процесс добычи и подготовки нефти.

В среднем по России в нефтяной отрасли водонефтяной фактор (количество воды в м³, закачиваемой на извлечение одной тонны нефти) составляет 5,4, а по многим месторождениям Татарстана, Башкортостана, Самарской области и других, находящимся на поздней стадии разработки, он достигает 12. Процесс разработки залежей со сложным геологическим строением с применением заводнения, как правило, протекает весьма неэффективно.

При обычном заводнении нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя участки с невытесненной нефтью. Коэффициент охвата пластов вытеснением при этом невысокий (от 30 до 50 %). Дополнительный охват продуктивного пласта заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных зон и участков позволяет увеличивать темпы нефтедобычи и коэффициенты нефтеизвлечения. Эта задача может быть решена за счет применения метода *циклического (нестационарного) заводнения* с изменением направления фильтрационных потоков. На современной стадии метод предусматривает переменное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления, способствующих включению в работу прослоев, зон и участков коллекторов с пониженной проницаемостью, ранее не охваченных заводнением. Между участками с различной проницаемостью, как по площади, так и по разрезу, создаются дополнительные градиенты давления переменного направления, которые обуславливают перетоки жидкости между блоком и системами трещин, создаются условия для нарушения равновесия капиллярных сил. Эти процессы обеспечивают дополнительное вытеснение нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоев и элементов, увеличивают коэффициент охвата и нефтеизвлечения.

В период нагнетания воды (повышения пластового давления) она входит в поры блоков породы. При последующем отборе жидкости (снижение пластового давления) вода, вошедшая в блоки, частично удерживается там за счет капиллярных сил, и нефть вытесняется из них в систему трещин за счет упругих сил. С целью интенсификации этого процесса совместно с ним применяют метод изменения фильтрационных потоков. Количество закачиваемой воды периодически распределяется таким образом, чтобы при цикле создавалось новое направление фильтрации в залежи. При этом происходит перераспределение давления с изменением линий тока от нагнетательных скважин к эксплуатационным и вовлекаются в разработку слабо дренировавшиеся нефтенасыщенные зоны. В результате уменьшается или стабилизируется обводненность добываемой жидкости и увеличиваются коэффициенты охвата и нефтеизвлечения.

Применение метода возможно на всех месторождениях, где применяется обычное заводнение, нефтенасыщенные пласты которых характеризуются неоднородным геологическим строением. Метод применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки.

5.5.2. Водоснабжение

Для поддержания пластового давления в залежи на одном уровне объем закачиваемой в пласт воды должен быть не менее объема извлекаемых из пласта жидкости и газа. При расчете объема воды, необходимой для закачки, учитывают ее объем, перетекающий в законтурную часть пласта.

Практикой установлено, что для большинства нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением методов заводнения, в пласт следует нагнетать от 1,6 до 2,0 м³ воды на каждую тонну извлекаемой нефти (жидкости), а при извлечении вместе с нефтью и пластовой воды, учитывать и ее объем.

Если требуется не только поддержать, но и повысить пластовое давление, объем нагнетаемой воды должен быть еще большим.

Число нагнетательных скважин, как при законтурном, так и при внутриконтурном заводнении при известном объеме закачиваемой

воды зависит от поглотительной способности каждой скважины при данном давлении нагнетания.

Максимальное давление нагнетания определяется типом имеющегося насосного оборудования. Давление на забое скважины при нагнетании в нее воды определяется по максимальному или оптимальному давлению, которое могут развивать применяемые насосы:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{наг}} + P_{\text{ст}} - P_{\text{тр}},$$

где $P_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины; $P_{\text{наг}}$ – давление на выкиде насоса; $P_{\text{ст}}$ – давление столба воды в скважине; $P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение от насоса до забоя скважины.

При заводнении нефтяных пластов в качестве рабочего агента могут быть использованы воды:

- пластовые воды, извлекаемые на поверхность из разрабатываемых залежей нефти. Количество добываемой вместе с нефтью воды обычно бывает недостаточным для полной компенсации отбора всей жидкости из залежи, особенно в первые периоды ее разработки, когда обводненность нефти еще небольшая. В большинстве случаев пластовые воды – лишь дополнительный источник водоснабжения;

- речная вода – для месторождений, расположенных в районах с хорошо развитой системой рек;

- из артезианских скважин, размещаемых в пойме этих рек;

- морская вода – для морских и расположенных вблизи моря месторождениях;

- глубинных водоносных горизонтов, если они имеются на площади разрабатываемого месторождения или вблизи от него.

Природные и сточные воды могут содержать примеси органического и неорганического происхождения. В природных водах могут содержаться различные газы, механические примеси, гидроокись $\text{Fe}(\text{OH})_2$ и гидроокись $\text{Fe}(\text{OH})_3$ железа, а также микроорганизмы, в той или иной степени влияющие на процесс заводнения пластов. В сточных водах, кроме того, могут присутствовать углеводороды, а также большое количество солей, достигающее до 300 г/л.

Частицы водорослей, ила и соединения железа, содержащиеся в нагнетаемой воде, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин. Присутствующие же в закачиваемой воде микроорганизмы могут образовать нежелательные соединения. Так, сульфато-восстанавливающие бактерии при

своей жизнедеятельности вырабатывают сероводород в количестве до 100 мг/л. В последующем этот коррозионно-активный газ вместе с нефтью извлекается на поверхность и подвергает разрушению трубопроводы, аппараты и оборудование.

Сероводород вместе с углекислым газом может присутствовать в пластовых водах и в растворенном состоянии. Углекислый газ, находящийся в воде приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, чем интенсифицирует его коррозию. Растворенный в поверхностной воде кислород также является нежелательным компонентом, поскольку он является обязательным элементом реакции кислородной деполяризации, протекающей при электрохимической коррозии трубопроводов и оборудования.

Присутствие солей в закачиваемых в пласт водах также может стать причиной образования коррозионно-активных компонентов. Так, при взаимодействии сульфатов кальция CaSO_3 с метаном может образовываться сероводород.

Требования к воде, предназначенной для закачки в пласт:

1. Не содержать больших количеств механических примесей и соединений железа.

Однако единых стандартов на содержание в воде взвешенных частиц и железа, пригодных для всех месторождений, не существует. Предельное содержание механических примесей до 20–30 мг/л – для месторождений, пласты которых сложены песчаниками с развитой системой трещин, до 150 мг/л в период весеннего паводка. Содержание закисного железа в воде – до 2 мг/л, нефти – до 50 мг/л.

Сильная загрязненность воды приводит к тому, что в процессе закачки ее в пласт поры породы в призабойной зоне скважины постепенно закупориваются механическими взвесями. В результате этого поглощательная способность (приемистость) скважины резко снижается вплоть до полного прекращения поглощения воды.

2. Не должна содержать сероводорода и углекислоты, вызывающих коррозию оборудования.

3. Не должна вступать с пластовой водой в химическое взаимодействие, сопровождающееся выпадением осадков, закупоривающих поры пласта.

4. Не должна содержать органических примесей (бактерий и водорослей).

Большой опыт, накопленный в области заводнения нефтяных пластов, показывает, что подрусовые воды рек, артезианских скважин

и глубинных водоносных горизонтов во многих случаях удовлетворяют указанным выше требованиям и их можно нагнетать в пласт без специальной обработки.

Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов:

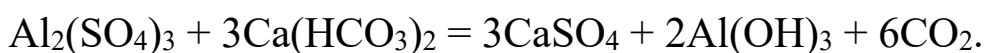
1. Коагуляция. Укрупнение взвешенных частиц с образованием осаждающихся хлопьев называется коагуляцией.

Содержащиеся в загрязненной воде взвешенные вещества чаще всего представляют собой частицы глины, ила и песка различных размеров, обычно мелкодисперсные. Эти взвеси при длительном отстое частично осаждаются, но большая же часть их находится в воде во взвешенном состоянии. Для осаждения мельчайших частичек на дне сосуда с целью осветления воды необходимо эти частички укрупнять.

Коагулянт – сернокислый алюминий (иначе называемый сернокислым глиноземом) – нашел наиболее широкое применение в практике обработки воды.

Количество коагулянта, добавляемого в воду для коагуляции взвесей, в каждом случае выбирают отдельно в зависимости от мутности воды и качества взвеси.

Сернокислый алюминий (глинозем) взаимодействует с двууглекислыми солями кальция и магния, содержащимися в воде. Образующийся при этом хлопьевидный гидрат окиси алюминия оседает в воде и увлекает с собой частицы взвешенных веществ.



Коагулирование идет более интенсивно, если концентрация водородных ионов рН в воде больше 7. Для достижения такой концентрации воду подщелачивают гашеной известью $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Оборудование для стадии коагуляции и последующего осветления вод:

- устройства для растворения и дозировки коагулянта;
- смесители для улучшения смешивания воды с реагентами;
- камеры реакции, или хлопьеобразователи, предназначенные для улучшения условий образования хлопьев;
- отстойники или осветлители.
- гравийные фильтры – окончательная очистка воды от взвешенных частиц после коагуляции и осветления.

2. Декарбонизация – удаление карбонатов.

Отлагаясь в пласте, соли кальция и магния могут бикарбонатов кальция и магния $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$. способствовать существенному снижению приемистости нагнетательных скважин.

Наиболее распространенный способ декарбонизации воды заключается в подщелачивании ее гашеной известью раствором $\text{Ca}(\text{OH})_2$ при коагуляции. Известь применяют также и для обезжелезивания воды.

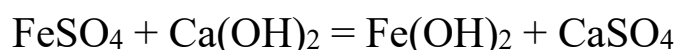
3. Удаление солей железа. Содержание солей железа в воде может способствовать быстрому снижению приемистости нагнетательных скважин вследствие загрязнения их фильтрующих поверхностей железистыми осадками.

Удаление этих солей осуществляется в градириях аэрацией или известкованием естественных вод. Аэрацию применяют в том случае, когда соли железа в воде находятся в виде нестойкого бикарбоната, быстро распадающегося.



Гидрат закиси железа при аэрации окисляется и выпадает в виде хлопьев гидрата окиси железа, который удаляют при фильтрации воды через песчаные фильтры.

Если железо содержится в воде в виде солей сильных кислот, его удаляют известкованием:



4. Стабилизация воды. В закачиваемой воде могут содержаться соли железа, образовавшиеся в результате коррозии стальных труб и резервуаров. Особенно часто происходит это в тех случаях, когда приемистость нагнетательных скважин небольшая, а закачиваемая вода длительное время находится в трубах и резервуарах. Химическая коррозия трубопроводов происходит вследствие присутствия в воде агрессивных газов (стимуляторов коррозии), кислорода, углекислоты и сероводорода. Под действием растворенного в воде кислорода на поверхности металла образуется пленка ржавчины, состоящая главным образом из окислов металла. Сероводород, содержащийся в воде, способствует резкому увеличению скорости коррозии, а свободная углекислота еще более усиливает процесс коррозии.

Для борьбы с коррозией прибегают к стабилизации воды путем подкисления или подщелачивания, что значительно усложняет процесс водоподготовки. Поэтому в последнее время на промыслах прибегают к стабилизации воды путем добавления в нее гексаметафосфата натрия $(\text{Na}_3\text{PO}_3)_6$. Количество этого реагента составляет примерно 5 мг/л. При этом на стенках труб образуется железо-фосфатная пленка, предотвращающая коррозию труб и зарастание их карбонатом кальция.

Общая технологическая схема водоподготовки предусматривает:

- 1) умягчение пластовой воды известью;
- 2) коагуляцию;
- 3) обезжелезивание (для поверхностных вод не применяется);
- 4) отстаивание;
- 5) фильтрацию.

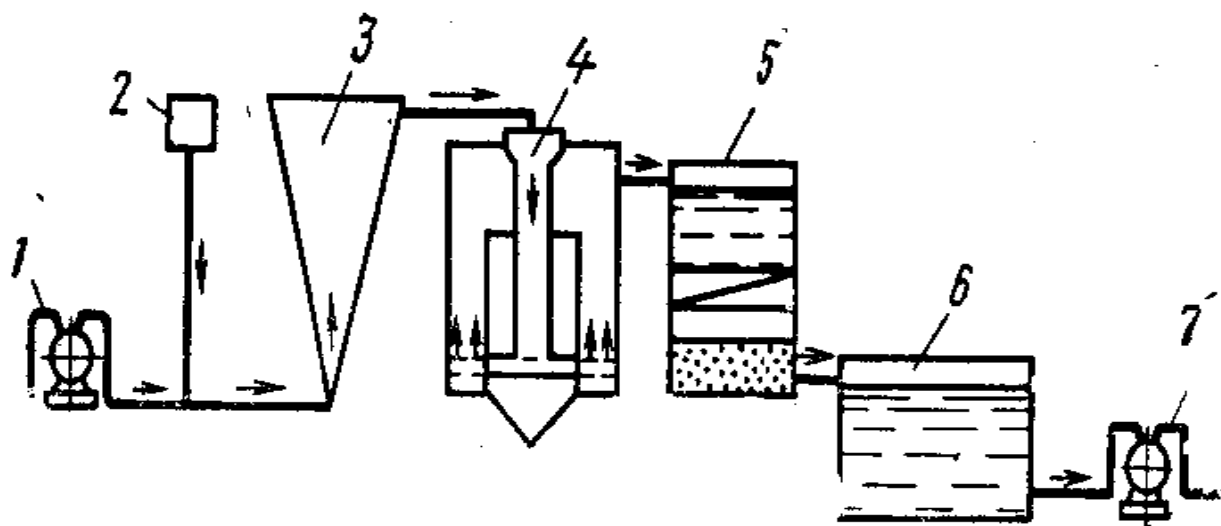


Рис. 5.11. Принципиальная схема водоочистной станции:

*1 – насос первого подъема; 2 – дозирующее устройство;
3 – смеситель; 4 – осветлитель; 5 – фильтр; 6 – резервуар;
7 – насос второго подъема*

Пластовую воду сначала очищают от нефти в нефтеловушке.

На рис. 5.11 показана схема водоочистной станции при использовании для нагнетания в пласт воды из открытых водоемов. Вода из водоема насосами 1 первого подъема подается в смеситель 3 и дозируется необходимым количеством коагулянта из дозирующего устройства 2. Затем она попадает в осветлитель 4, в котором оседает основное количество взвешенных частиц, и выходит с небольшим содержанием механических примесей, которые задерживаются в фильтрах 5. Очищенная

вода накапливается в резервуарах 6, из которых насосами 7 второго подъема направляется на кустовые насосные станции и далее распределяется по нагнетательным скважинам. В зависимости от свойств воды схема подготовки ее может быть различной.

Сточные воды нефтегазодобывающих предприятий. В условиях существенного дефицита в водоресурсах на многих нефтяных месторождениях целесообразнее использовать сточные воды в системе заводнения нефтяных пластов. По химическому составу эти воды представляют собой высокоминерализованные рассолы с большим содержанием различных растворенных солей. Кроме того, в них содержатся включения нефти в виде пленки, газ (сероводород, уголекислота), а также механические примеси – частицы песка, глины, окислы железа и т. д.

Специальная подготовка промышленных сточных вод в больших объемах с целью последующего сброса их в поверхностные пресные водоемы технологически сложна. Сброс же неочищенных вод по санитарным условиям недопустим. Поэтому такие неочищенные воды закачивают в специальные скважины, пласты которых не имеют связи с подземными водами, используемыми для питьевых, бальнеологических и технологических целей.

При этом эффективность процесса заводнения в значительной мере повышается, так как в меньшей степени разрушаются глинистые прослойки слабосцементированных пластов и т. д. Кроме того, в сточной воде содержатся поверхностно-активные вещества, повышающие ее нефтевымывающие свойства.

Однако промышленные сточные воды, как правило, обладают повышенными коррозионными свойствами. Поэтому при использовании их с целью заводнения приходится расходовать дополнительные средства для защиты оборудования и водоводов от коррозии.

Технологические схемы очистки сточных вод:

1. При открытой системе подготовки (процесс происходит при контакте с воздухом), как правило, сооружают нефтеловушки, пруды-отстойники, насосные установки, а также открытые фильтры и т. д.

2. При закрытой системе все процессы очистки вод происходят в специальных герметизированных аппаратах и емкостях без контакта с воздухом.

3. Физико-химический метод применяют для очистки сточных вод, содержащих значительное количество солей железа и сероводород. При этом методе технологической схемой предусматривается:

- грубая очистка воды в нефтеловушках и прудах-отстойниках от плавающей нефти и крупных механических частиц;
- обработка сточной воды химическими реагентами (хлорное железо, сернокислый алюминий, известковое молоко) для коагуляции механической взвеси в реакторах;
- осветление в суспензионных отстойниках;
- очистка воды фильтрованием через песчаные, кварцевые и другие фильтры.

Схемы водоснабжения состоят:

- 1) из водозаборных сооружений, предназначенных для забора воды из источников и подачи ее в водопроводную сеть или на водоочистную установку;
- 2) водоочистой установки (если требуется очистка воды);
- 3) сети магистральных и разводящих водоводов;
- 4) насосных станций для подачи воды в водопроводную сеть и закачки ее в нагнетательные скважины;
- 5) нагнетательных скважин.

При заборе воды непосредственно из реки *водозаборные сооружения* состоят из обычного деревянного или металлического оголовка прямоугольной формы, опускаемого на дно водоема; в этот оголовок опускается приемная труба насоса, подающего воду в систему контурного заводнения.

В большинстве случаев водозаборы делают закрытого типа с использованием подрусовых вод. Для этого в пойме реки бурят мелкие скважины глубиной 10–30 м; скважины пересекают верхние водоносные слои, обычно состоящие из галечника и песка и питающиеся водами этой реки. Подрусовый слой галечника и песка является прекрасным естественным фильтром, и вода, получаемая из подрусовых скважин, почти не содержит механических примесей.

Кустовые насосные станции предназначены для непосредственной закачки воды в пласт через нагнетательные скважины.

Эти станции оборудуются мощными многоступенчатыми центробежными насосами высокого давления производительностью до 150 м³/ч и с напором 10–20 МПа (100–200 кгс/см²). В зависимости от числа установленных насосов (и с учетом резерва) обычная рабочая производительность одной кустовой станции составляет 4–10 тыс. м³ воды в сутки. Каждая кустовая станция обслуживает до 20 нагнетательных скважин.

Вода распределяется по нагнетательным скважинам через *водораспределительные батареи*, устанавливаемые на каждой кустовой станции. Через батареи регулируется подача воды в каждую скважину; установленные на них диафрагменные счетчики измеряют и учитывают закачиваемую воду.

В последние годы применяются БКНС (блочные кустовые насосные станции), оборудованные центробежными насосами с давлением на линии нагнетания от 10,0 до 20 МПа с электродвигателями СТД (синхронный трехфазный двигатель), с потребляемой мощностью от 750 до 1500 кВт. Достоинство блочных КНС в том, что они изготавливаются в заводских условиях, а монтируются на местах их применения, что значительно сокращает время строительства, повышается качество строительства, снижаются капитальные вложения и т. д. (рис. 5.12).

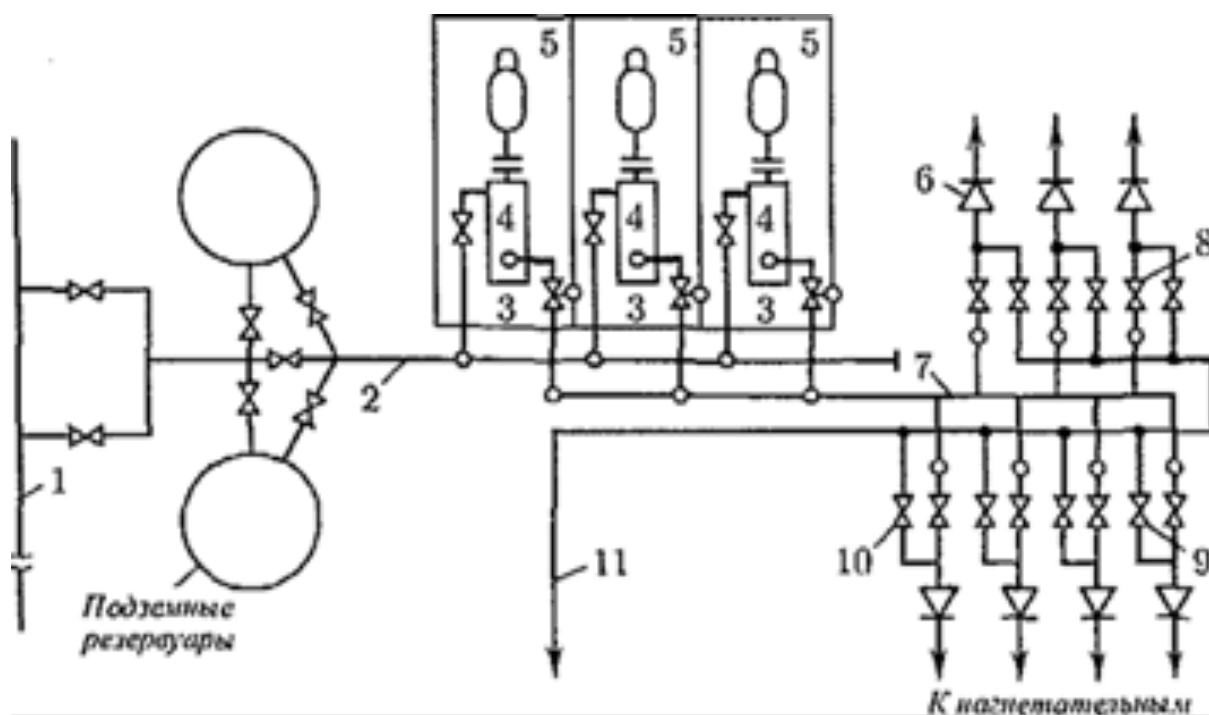


Рис.5.12. Схема блочной кустовой насосной станции:

- 1, 2 – приемный коллектор; 3, 8, 9 – задвижки;
 4 – центробежный насос; 5 – электродвигатель; 6 – расходомеры;
 7 – коллектор-распределитель

Насосное и вспомогательное оборудование размещается в вагончиках, которые соединяются между собой, создавая единое помещение. Работают БКНС следующим образом (рис. 5.12). Вода из магистрального водовода 1 поступает в приемный коллектор 2, откуда подается

к центробежным насосам 4, которые приводятся в движение электродвигателем 5. Пройдя насосы и дистанционно управляемые задвижки 3, вода поступает в высоконапорный коллектор-распределитель 7 (давление здесь доходит до 9,5–19 мПа). Из этого коллектора через задвижки 8 и 9 и расходомеры 6 вода подается в нагнетательные скважины. На случай аварийных ситуаций в системе БКНС предусмотрены металлические 400 м³ резервуары.

В схеме БКНС имеется возможность промывки скважин и разводящих водоводов изливом, а также дренажем призабойной зоны для

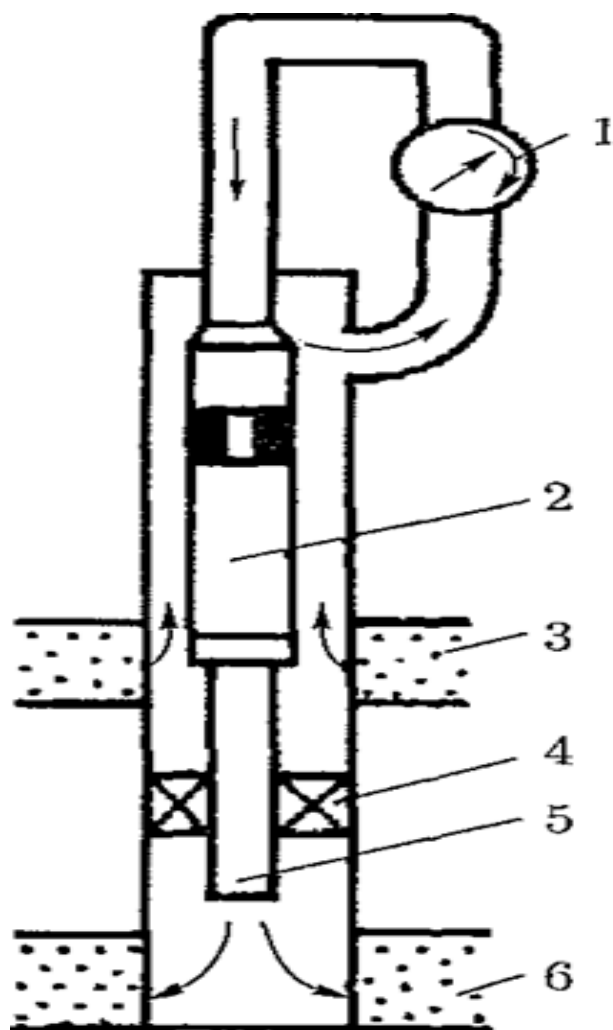


Рис. 5.13. Схема внутрискважинного принудительного перетока:
1 – расходомер; 2 – ЭЦН;
3 – водоносный горизонт;
4 – пакер; 5 – насосно-компрессорные трубы;
6 – продуктивный пласт

очистки ее от колюматизирующего материала методом многократных и кратковременных изливов. Современные БКНС полностью автоматизированы и работают без обслуживающего персонала.

При наличии в разрезе нефтяного месторождения мощных водоносных пластов с большими запасами воды для заводнения нефтяных пластов целесообразно использовать эти *глубинные воды*. Они, как правило, не требуют специальной очистки. Вода, поступающая *самоизливом* из водозаборных скважин, направляется в отстойники-сепараторы кустовой насосной станции, откуда насосами подается по разводящим напорным водоводам в нагнетательные скважины. В отстойниках вода отделяется от газа и песка.

Эффективным способом использования глубинных вод водоносных горизонтов в системах контурного заводнения может быть *внутрискважинный переток* (рис. 5.13) этих вод в нагнетательных скважинах из водоносного го-

ризонта в эксплуатируемый нефтяной. Для этих целей также используют погружные центробежные электронасосы.

Глубинные воды водоносных горизонтов широко используются в системах заводнения нефтяных пластов на месторождениях Западной Сибири.

Для осуществления внутрискважинного принудительного перетока нефтеносный и водоносный пласты разобщаются между собой пакером 4. Вблизи устья скважины на насосно-компрессорных трубах устанавливается перевернутый погружной ЭЦН 2. Вода из водоносного горизонта 3 отбирается по межтрубному пространству и по насосно-компрессорным трубам 5 с помощью насоса закачивается в продуктивный пласт 6 той же скважины. Объем закачиваемой воды в продуктивный нефтяной пласт осуществляется по расходомеру 1.

5.5.3. Нагнетание газа или воздуха

Сжатый газ или воздух нагнетают в газовую шапку или, если ее нет, в повышенную купольную часть (искусственное создание газовой шапки и тем самым превращение режима работы залежи в газонапорный).

Применение:

- пласты с крутыми углами падения;
- пласты, имеющие хорошую проницаемость и однородность состава пород;
- пласты, насыщенные маловязкой нефтью.

Количество нагнетаемого газа должно быть таким, чтобы заданное пластовое давление сохранялось длительное время. В идеальном случае это количество в пластовых условиях должно равняться объему извлекаемой из пласта продукции (нефть, газ, вода) или быть даже больше этого объема. Практически можно считать нормальным, если в каждую скважину нагнетается от 10 до 25 тыс. м³ газа в сутки.

Ограничения: Процесс поддержания пластового давления путем закачки в пласт с самого начала его разработки газа или воздуха требует строительства мощных компрессорных станций с компрессорами, рассчитанными на высокое давление.

Давление нагнетания должно быть на 10–20 % выше пластового давления. Поэтому в большинстве случаев ограничиваются поддержанием пластового давления на уровне, который может быть обеспечен давлением стандартных, выпускаемых промышленностью компрессоров (5–12 МПа), т. е. закачку газа в пласт начинают на более поздней стадии разработки пласта.

Воздух как рабочий агент имеет некоторые положительные свойства:

- хуже растворяется в нефти;
- является по сравнению с газом лучшим проталкивающим нефть агентом.

Отрицательные свойства воздуха как рабочего агента следующие:

- 1) длительное соприкосновение нефти с воздухом может привести к частичному окислению нефти и ухудшению ее подвижности;
- 2) смешение воздуха с пластовым газом приводит, к уменьшению калорийности последнего;
- 3) выпуск в атмосферу сильно «загрязненного» в эксплуатационных скважинах газа воздухом приводит к потере, ценных бензиновых фракций;
- 4) при очень сильном обогащении воздухом извлекаемого газа использование последнего сопряжено с опасностью получения взрывоопасных смесей;
- 5) воздействие кислорода воздуха, особенно в присутствии воды, приводит к усиленной коррозии.

Площадная закачка газа (воздуха) в пласт. При этом методе добычи нефти принцип размещения скважин по площади такой же, как и при площадном заводнении.

Нормы закачки газа или воздуха на одну нагнетательную скважину устанавливают опытным путем в пределах 2000–5000 м³/сут при мощности пласта не более 20 м. Чрезмерная интенсивность нагнетания рабочего агента может привести к бесполезным его прорывам в каком-либо одном направлении.

Контроль за процессом закачки. Для предотвращения прорывов рабочего агента принимают следующие меры:

- 1) регулируют отбор нефти в эксплуатационных скважинах, в направлении которых намечается прорыв, вплоть до временного закрытия этих скважин;

2) производят временную подкачку воды в нагнетательные скважины, являющиеся очагами прорывов газа;

3) сокращают объем нагнетания газа в отдельных скважинах вплоть до перевода их в эксплуатационные при оборудовании под нагнетание других скважин.

6. РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений обусловлены отличием физических свойств газа и конденсата от соответствующих свойств нефти: гораздо меньшими вязкостью и плотностью, и значительной сжимаемостью.

Добытую из недр нефть перед переработкой ее на заводах можно в случае необходимости длительное время хранить в емкостях, расположенных на нефтедобывающих площадях, на трассах нефтепроводов и на самих заводах. Извлеченный же на поверхность газ следует тут же направлять в магистральный газопровод или местным потребителям.

Следовательно, в большинстве случаев основной особенностью разработки газовых месторождений является неразрывная связь всех элементов в системе пласт – скважины – газосборные сети на промысле – магистральный газопровод.

Вследствие небольшой вязкости газ очень подвижен. Поэтому при разработке газовых пластов теоретически можно получить полную отдачу газа. Если пласт не разобщен, то весь газ из него мог бы быть отобран через одну скважину. Однако вследствие ограниченной пропускной способности скважин и необходимости снижения по техническим и геологическим причинам их дебитов на месторождении следует пробурить не одну, а несколько скважин, исчисляемых иногда десятками и даже сотнями в зависимости от площади газового месторождения.

Газоконденсатные месторождения, залегающие на глубинах более 1500 м, характеризуются тем, что содержащиеся в них углеводородные смеси находятся в однофазном и (реже) в двухфазном состояниях. В газоконденсатных залежах в газообразном состоянии могут находиться даже высококипящие углеводороды с температурой кипения 300–400 °С. В определенном диапазоне давлений и температур этим углеводородным смесям свойственны явления обратной конденсации и испарения.

При разработке газоконденсатного месторождения по мере падения давления в нем из газа начинает выделяться конденсат. В первую очередь конденсируются наиболее тяжелые компоненты, а затем все более легкие. Давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называется давлением максимальной конденсации.

Конденсат из жирного газа имеет относительную плотность 0,6–0,8, температуру начала кипения от 18 до 50 °С, температуру конца кипения от 140 до 340 °С.

Количественное соотношение фаз в продукции газоконденсатных месторождений оценивается газоконденсатным фактором. Этот фактор показывает отношение количества добытого газа к количеству полученного конденсата, улавливаемого в сепараторах. Чем богаче газ конденсатом, тем меньше газоконденсатный фактор.

Для разрабатываемых газоконденсатных месторождений газоконденсатный фактор колеблется от 2000 до 250 000 см³/м³.

Величина, обратная газоконденсатному фактору, составляет выход конденсата и выражается в см³/м³. Значение ее в соответствии с изменениями газоконденсатного фактора может изменяться от 40 до 600 см³/м³.

Конденсат может выделяться как на поверхности из добытого газа, так и в пласте при снижении давления. В последнем случае конденсат впитывается породой пласта и значительная часть его может остаться в пласте безвозвратно. Для предотвращения этого явления газоконденсатное месторождение должно разрабатываться с поддержанием пластового давления.

Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений представляют собой комплексное осуществление двух взаимосвязанных, но технологически различных процессов — добычу конденсатного газа и его переработку, т. е. строительство и эксплуатацию газоконденсатного завода и компрессорной станции высокого давления для обратной закачки сухого газа в пласт.

6.1. Режимы разработки залежей природного газа и газоконденсата

Обычно выделяют два основных вида режимов разработки залежей природного газа:

– газовый режим, при котором краевые воды в залежь не внедряются вообще или внедряются в количестве, не влияющем на характер

снижения давления (это возможно для гидродинамически изолированных залежей, экранированных тектоническими нарушениями или зонами фациального замещения коллекторов глинами;

– водонапорный режим, при котором внедрение вод поддерживает пластовое давление, замедляет темп его снижения и тем существеннее, чем интенсивнее внедряется вода.

В большинстве случаев режимы разработки месторождений близки к газовым (сеноманские залежи гигантских месторождений севера Западной Сибири и др.) или упруговодонапорным разной активности (газоконденсатные месторождения Краснодарского края, Украины, Средней Азии).

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений принято выделять три основных этапа – нарастающей, постоянной и падающей добычи.

При разработке месторождения на газовом режиме стремятся наиболее рационально использовать естественную пластовую энергию расширяющегося газа. При упруговодонапорном режиме разработки в результате прогрессирующего наступления контурных и подошвенных вод происходит постепенное обводнение фонда добывающих скважин. Это вызывает усложнение процесса разработки, поскольку возникает необходимость управления движением в пласте не только газа, но и воды. В такой ситуации стремятся выравнивать фронт внедряющейся воды и замедлить ее наступление за счет регулирования отборов добывающих скважин и ввода дополнительных скважин для компенсации снижения общего уровня добычи в результате обводнения.

Разработка газоконденсатных месторождений имеет существенные отличия от процесса разработки чисто газовых месторождений. При разработке газоконденсатного месторождения на режиме истощения, который сопровождается снижением пластового давления по мере отбора газа, происходит выпадение ретроградного конденсата.

Выпадение конденсата вызывает огромные потери ценного углеводородного сырья, в некоторых случаях по объему сравнимые с начальными запасами некоторых нефтяных месторождений. При этом в пласте может остаться до 30–70 % запасов ретроградного газового конденсата. Насыщение пор пласта жидким конденсатом приводит к увеличению фильтрационного сопротивления, а значит и к увеличению потерь давления при движении газа в пласте.

В среднем по пласту насыщенность пористой среды жидкостью небольшая (10–15 % объема пор), конденсат при этом неподвижен, поскольку уровень насыщенности находится ниже некоторого критического предела. Такой предел называют критической насыщенностью пористой среды, ниже которой фильтрация жидкости невозможна. На практике наибольшая насыщенность возникает в призабойной зоне скважин (до 20 % и более), в результате конденсат в этих зонах становится подвижным. При обводнении скважин часть конденсата способна вытесняться водой из пласта к забою скважин.

С целью увеличения добычи конденсата и сокращения пластовых потерь можно применять методы разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием давления. Поддерживают давление в пласте закачкой отсепарированного на поверхности сухого газа обратно в пласт через нагнетательные скважины (сайклинг-процесс). Если закачивать весь добываемый газ обратно, то можно поддерживать давление, близкое к начальному пластовому. Однако это надо делать в течение весьма продолжительного времени, пока весь жирный газ не будет вытеснен и заменен в пласте сухим. Очевидно, что такая технология сопровождается очень большими материальными затратами на дорогое компрессорное оборудование и на консервацию огромных запасов газа, что далеко не всегда является экономически обоснованным.

Такая технология нашла наиболее широкое распространение на ряде месторождений США и Канады. Например, применение сайклинг-процесса на месторождениях Хилди и Нокс-Бромайд, имеющих высокое потенциальное содержание углеводородов C_{5+} в газовой фазе (порядка $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$), позволило увеличить коэффициент извлечения жидких углеводородов соответственно от 11 и 13 до 45 и 60 %. В бывшем СССР сайклинг-процесс применялся на Новотроицком газоконденсатном месторождении. Обратную закачку отсепарированного газа проводили при давлении 27 МПа, приблизительно на 10 МПа ниже начального пластового. Расчеты специалистов показали, что в результате конденсатоотдача составила 43 %, что на 10 % выше аналогичных показателей при истощении.

Для того чтобы иметь возможность подавать часть газа потребителям, обратно можно закачивать не весь газ, а только некоторую его часть. Давление при этом снижается ниже давления начала ретроградной конденсации, однако и в этом случае потери конденсата меньше, чем при разработке на истощение.

Сухой газ можно закачивать и на завершающей стадии разработки, чтобы испарить часть ранее выпавшего в пласте конденсата с извлечением его в составе смеси закачиваемого и пластового газов. Примером внедрения такой экспериментальной технологии служит Вуктыльское газоконденсатное месторождение, где с 1993 г. проводят бескомпрессорную закачку сухого газа из магистрального трубопровода в пласт с целью повышения коэффициента извлечения конденсата.

6.2. Системы размещения скважин

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений применяют системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности: равномерные по квадратной или треугольной сетке, батарейные, линейные, в сводовой части залежи, кустовые.

Равномерная сетка скважин соответственно обеспечивает и равномерное падение пластового давления. Дебиты скважин в данном случае обуславливаются средним пластовым давлением по залежи в целом. Выполнение указанного условия целесообразно в том случае, когда пласт достаточно однороден по своим коллекторским свойствам. Равномерное размещение скважин обеспечивает лучшую геологическую изученность месторождения, относительно небольшое влияние скважин друг на друга и в целом более быстрое извлечение газа из залежи при прочих равных условиях по сравнению с неравномерными сетками скважин. Если газовая или газоконденсатная залежь приурочена к неоднородному по коллекторским свойствам пласту, следует принимать такую расстановку скважин по площади газоносности, которая обеспечивает в процессе разработки соблюдение условия равенства для каждой скважины отношений дебита к газонасыщенному объему дренирования.

Недостаток равномерной системы расположения скважин – увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей.

Системы размещения скважин по площади газоносности в виде кольцевых или линейных батарей применяют при разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем

обратной закачки сухого газа или при нагнетании в пласт воды. На месторождениях природного газа, имеющих значительную площадь газоносности, батарейное размещение эксплуатационных скважин может быть обусловлено необходимостью поддержания заданного температурного режима в пласте, скважинах и промысловой газосборной сети, например в связи с возможным образованием гидратов природного газа.

При батарейном размещении скважин образуется местная воронка депрессии. Это существенно сокращает период бескомпрессорной эксплуатации месторождения и использования естественной энергии пласта для низкотемпературной сепарации газа. Однако в этом случае уменьшается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

Линейное расположение скважин по площади газоносности обуславливается, как правило, соответствующей геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

Размещение скважин в сводовой части залежи может быть рекомендовано в случае, если газовая или газоконденсатная залежь обладает водонапорным режимом и приурочена к однородному по коллекторским свойствам пласту.

Кустовая система размещения скважин широко применяется на газовых месторождениях Западной Сибири. Преимущество такого размещения скважин по структуре газоносности залежи по сравнению с равномерными заключается в уменьшении материальных затрат на строительство скважин, промысловых коммуникаций и систем сбора и подготовки газа. На практике во многих случаях это оказывается решающим аргументом в пользу выбора неравномерной, в частности кустовой, системы размещения скважин на структуре и площади газоносности.

Недостатки кустовой системы размещения скважин аналогичны батарейной и линейной – образование глубоких депрессионных воронок давления в объемах залежи, близких к кустам добывающих скважин; неравномерность темпов изменения пластового давления по площади газоносности всей залежи и в удельных объемах дренирования.

Схему размещения скважин выбирают в зависимости от формы залежи. На практике стремятся размещать скважины, в первую очередь в наиболее продуктивных частях пласта в области наибольшей мощности, наилучшей проницаемости и т. п.

Существенное влияние на выбор числа скважин на площади оказывает диаметр скважин, точнее диаметр эксплуатационных колонн.

Чем больше диаметр скважины, тем больше может быть ее дебит, меньше потери давления в стволе. Увеличение дебита скважин обеспечивает уменьшение их числа, необходимого для получения заданной добычи газа.

6.3. Способы контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений

Контроль за разработкой месторождений обусловлен необходимостью проверки прогнозированных в проекте показателей разработки и связан с недостаточностью и неточностью использованных исходных данных при проектировании.

В ходе контроля за разработкой определяют пластовое давление по скважинам и среднее в залежи; измеряют забойные и устьевые давления и температуры, дебиты скважин; контролируют перемещение газо-водо-нефтяного контакта, фиксируют динамику обводнения скважин. На газоконденсатных месторождениях, кроме того, определяют текущую газоконденсатную характеристику добываемой продукции: содержание конденсата в газе, компонентный состав газа, фракционный состав конденсата. Основной метод контроля – проведение комплексных исследований скважин с последующей обработкой полученной информации.

Количество, частота и методы контроля за разработкой существенно зависят от геологических особенностей месторождений. В частности:

- от типа залежи (пластовая или массивная) и состава добываемой продукции;
- неоднородности залежи, ее многослойности, наличия гидродинамической связи между пропластками, величины параметра анизотропии;
- наличия и размеров нефтяной оторочки, упругих запасов водоносного бассейна;
- степени насыщения газа высококипящими углеводородами;
- последовательности ввода в разработку отдельных участков залежи и величин отборов из различных зон;

- соотношения запасов газа в низко- и высокопористых и низко- и высокопроницаемых пропластках;
- типа скважин (вертикальная или горизонтальная);
- темпа отбора газа, нефти и системы - разработки;
- числа и размещения эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин;
- обвязки скважин;
- способа подготовки газа;
- наличия коррозионно-активных компонентов в газе и воде;
- устойчивости коллекторов к разрушению и величин остаточных деформаций при снижении давления.

Контроль за разработкой корректируется путем систематического анализа материалов разработки, накопленных в результате исследований и эксплуатации скважин.

В целом контроль за разработкой осуществляется путем:

- изучения данных разбуривания залежи разведочными (для до-разведки месторождения), эксплуатационными, наблюдательными, пьезометрическими и нагнетательными скважинами;
- изучения свойств образцов породы и насыщающих их флюидов в лабораторных условиях;
- проведения стандартных и специальных газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации;
- проведения газоконденсатных, промыслово-геофизических и гидрогеологических исследований;
- использования данных эксплуатации скважин, систем сбора и подготовки газа, нефти, регенерации ингибиторов и работы ДКС.

Каждый из названных методов по контролю за тем или иным показателем используется для утверждения пригодности отдельных параметров, использованных при проектировании и подтверждения соответствия проектных и фактических показателей разработки.

Использование данных эксплуатации месторождения для контроля за его разработкой. Одним из главных источников информации являются ежедневные замеры, производимые на промысле по объектам, т. е. на скважинах, пунктах замера давления и дебита, на установках по подготовке газа, на регенерационных установках, на ДКС и т. д. Эти данные являются основополагающими для контроля за: режимом работы скважин, систем сбора и подготовки газа, годовыми отборами

по скважинам, зонам, дренируемым скважинами отдельных УКПГ, режимом работы технологических линий по подготовке газа, конденсата, выходом примесей и конденсата; текущими запасами по отдельным скважинам и участкам залежи и т. д. На основе ежедневных замеров давлений температур и дебитов (газа, конденсата и воды), проводимых в эксплуатационных (нагнетательных) скважинах, уровня жидкости в пьезометрических скважинах (замеры проводятся периодически) оценивается продвижение воды в залежь, зональные и межпластовые потоки, техническое состояние скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Д. Амелин [и др.]; под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1978.
2. Справочник по добыче нефти / В.А. Андреев [и др.]; под ред. К. Р. Уразакова, 2000. – 374 с.
3. Геология нефти и газа / под ред. Э. А. Бакирова. – М.: Недра, 1990.
4. Бобрицкий, Н. В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н. В. Бобрицкий, В. А. Юфин. – М.: Недра, 1988. – 315 с.
5. Гавура, В. Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / В. Е. Гавура. – М.: ДАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 340 с.
6. Гиматудинов, Ш. К. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1980.
7. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1998.
8. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Г. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000.
9. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шамматов. – Уфа: «ДишйиПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
10. Кудинов, В. И. Основы нефтегазового промыслового дела / В. И. Кудинов. – М.-Ижевск: Инст. компьютерных исследований, Удмурст. университет, 2005. – 720 с.
11. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003.
12. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В. М. Муравьев. – М., «Недра», 1978.
13. Муслимов, Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Р. Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ, 1999.
14. Муслимов, Р. Х. Геология, разработка и эксплуатация Ромашинского нефтяного месторождения: в 2 т. / Р. Х. Муслимов, А. М. Шавалиев, Р. Б. Хисамов, И. Г. Юсупов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
15. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В. М. Муравьев. – М.: Недра, 1978.

16. Рассохин, С. Г. Оператор по добыче нефти и газа / С. Г. Рассохин. – М.: Образ.-изд. центр «Академия», 2002. – 544 с.
17. Середа, Н. Г. Основы нефтяного и газового дела / Н. Г. Середа, В. М. Муравьев. – М.: Недра, 1980. – 287 с.
18. Хайн Норман, Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Дж.Хайн Норман. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. – 752 с.
19. Щелкачев, В. Н. Избранные труды: в 2 т. / В. Н. Щелкачев. – М.: Недра, 1990.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

*Наталья Юрьевна Баширцева
Дмитрий Александрович Куряшов
Алексей Александрович Фирсин*

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ответственный за выпуск Р. З. Фахрутдинов

Подписано в печать 30.12.2020

Формат 60×84 1/16

Бумага офсетная

Печать ризографическая

4,88 усл. печ. л.

5,25 уч.-изд. л.

Тираж 100 экз.

Заказ 189/20

Издательство Казанского национального исследовательского
технологического университета

Отпечатано в офсетной лаборатории Казанского национального
исследовательского технологического университета

420015, Казань, К. Маркса, 68