

И. М. ИВАРОВА, Л. Ф. ДЕМЕТЬЕВ, В. П. ЧОЛОВСКИЕ

**НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ
ГЕОЛОГИЯ
И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА**



**ВЫСШЕЕ
ОБРАЗОВАНИЕ**

М.М.ИВАНОВА, Л.Ф.ДЕМЕНТЬЕВ, И.П.ЧОЛОВСКИЙ

НЕФТЕГАЗО- ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

*Допущено Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебника для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
«Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений».*



МОСКВА „НЕДРА“ 1985

Иванова М. М., Дементьев Л. Ф., Чоловский И. П. Нефтегазопромисловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Уч. для вузов.— М.: Недра, 1985.— 422 с.

Излагаются методы геологопромыслового изучения залежей нефти и газа для целей проектирования и регулирования их разработки. Оцениваются геолого-физические факторы, определяющие условия извлечения углеводородов из недр, и дается геологопромысловое обоснование выбора систем разработки и мер по контролю за процессами выработки запасов и управлению ими. Методы изучения залежей рассматриваются с позиций системно-структурного подхода, разрабатываемые залежи представляются в виде динамических систем, меняющихся во времени.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 15, ил. 144, список лит.— 21 назв.

Рецензенты: *В. Г. Каналин*, д-р геол.-минер. наук (кафедра промысловой геологии нефти и газа Тюменского индустриального института); *В. В. Стасенков*, канд. геол.-минер. наук (Министерство нефтяной промышленности)

Оглавление

Предисловие	6
Введение	8
Раздел первый. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ КАК НАУКА И ЕЕ ЗАДАЧИ	
Глава I. История развития нефтегазопромисловой геологии	10
§ 1. Определение нефтегазопромисловой геологии как науки и ее значение	10
§ 2. Основные периоды развития нефтегазопромисловой геологии. Роль советских ученых и инженеров	12
§ 3. Связь нефтегазопромисловой геологии с другими геологическими и смежными науками	24
Глава II. Системно-структурный подход к изучению залежей углеводородов	26
§ 1. Понятие системы в промысловой геологии	26
§ 2. Возможные представления и типы систем в геологии	27
§ 3. Объект и предмет нефтегазопромисловой геологии с точки зрения системно-структурного подхода	32
§ 4. Структурные уровни организации геологической компоненты ГТК при ее множественном представлении	34
§ 5. Функциональное представление геологической компоненты ГТК	36
§ 6. Процессуальное представление геологической компоненты ГТК	38
§ 7. Роль системно-структурного подхода	40
Глава III. Задачи, методы и средства нефтегазопромисловой геологии	41
§ 1. Цели и задачи нефтегазопромисловой геологии	41
§ 2. Методы получения информации	45
§ 3. Средства получения информации	49
§ 4. Методы комплексного анализа и обобщения исходной информации	51
Раздел второй. ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ	
Глава IV. Внутреннее строение залежей и свойства пород-коллекторов	55
§ 1. Факторы, определяющие внутреннее строение залежей	55
§ 2. Расчленение продуктивной части разреза скважины	58
§ 3. Емкостные свойства пород-коллекторов	65
§ 4. Водо-, нефте-, газонасыщенность пород-коллекторов	73
§ 5. Проницаемость пород-коллекторов	77
§ 6. Сравнительная характеристика терригенных и карбонатных коллекторов	80
§ 7. Неоднородность нефтегазоносных пластов	82
§ 8. Детальная корреляция разрезов скважин	95
Глава V. Изучение формы залежи	110
§ 1. Изучение структурных поверхностей, ограничивающих залежь	111
§ 2. Изучение дизъюнктивных нарушений	118
§ 3. Изучение границ залежей, связанных с литологической изменчивостью пластов и стратиграфическими несогласиями	122
§ 4. Границы залежей, связанные с нефтегазонасыщенностью коллекторов	124
Глава VI. Свойства пластовых флюидов	139
§ 1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи	139
§ 2. Пластовые нефти	140

§ 3	Пластовые газы, конденсаты и газогидраты	147
§ 4	Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений	157
Глава VII. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа		164
§ 1.	Начальное пластовое давление	164
§ 2.	Температура в недрах нефтяных и газовых месторождений	176
§ 3.	Природные режимы залежей нефти и газа	180
Глава VIII. Общие сведения о запасах нефти, газа и конденсата		195
§ 1.	Понятие запасов углеводородов	195
§ 2.	Граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород	198
§ 3.	Геологическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата	201

Раздел третий. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава IX. Геологическое обоснование методов и систем разработки нефтяных и газовых залежей	208
---	------------

§ 1.	Системы разработки; геологические данные для их проектирования	208
§ 2.	Системы разработки нефтяных и газонефтяных залежей при естественных режимах и геологические условия их применения	213
§ 3.	Метод заводнения в разных геологических условиях	216
§ 4.	Новые методы разработки нефтяных залежей и геологические условия их применения	218
§ 5.	Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей и влияние на нее геологических условий	225

Глава X. Основные технологические решения при разработке нефтяных месторождений с заводнением и их геологическое обоснование	232
---	------------

§ 1.	Выделение эксплуатационных объектов	232
§ 2.	Геологическое обоснование выбора вида заводнения	239
§ 3.	Сетка скважин нефтяного эксплуатационного объекта	251
§ 4.	Градиент давления в эксплуатационном объекте	259

Глава XI. Фонд скважин при разработке месторождения	263
--	------------

§ 1.	Фонд скважин различного назначения	263
§ 2.	Скважины с разной очередностью бурения	265
§ 3.	Учет изменений фонда скважин	267
§ 4.	Добычающие скважины с разным временем ввода в эксплуатацию	270

Раздел четвертый. ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Глава XII. Добыча нефти, газа, попутной воды	271
---	------------

§ 1.	Динамика добычи нефти, газа, воды из эксплуатационных объектов	271
§ 2.	Геологопромысловый контроль за добычей нефти, газа, обводненностью продукции, закачкой воды. Документация и отчетность	284

Глава XIII. Контроль за пластовыми давлением и температурой	292
--	------------

§ 1.	Пластовое и забойное Давления при разработке залежей	292
§ 2.	Карты изобар	297
§ 3.	Перепады давления в пласте при добыче нефти и газа. Комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов	300
§ 4.	Получение данных о пластовом и забойном давлениях	307
§ 5.	Контроль за температурой пластов и скважин при разработке залежей	312

Глава XIV. Контроль за охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения	318
--	------------

§ 1.	Коэффициент охвата вытеснением и его определение	318
§ 2.	Исходные данные для построения карты охвата вытеснением однопластового эксплуатационного объекта	328

§ 3. Исходные данные для построения карт охвата вытеснением многопластового объекта	330
Глава XV. Контроль за заводнением продуктивных пластов при разработке залежей нефти	340
§ 1. Характер вытеснения нефти водой в разных геолого-физических условиях	340
§ 2. Контроль за заводнением продуктивных пластов	349
Глава XVI. Регулирование процесса разработки нефтяных и газовых залежей в разных геолого-физических условиях	365
§ 1. Основные цели регулирования разработки	365
§ 2. Принципы регулирования разработки	367
§ 3. Методы регулирования в рамках принятой системы разработки	371
§ 4. Методы регулирования, связанные с совершенствованием или изменением системы разработки	386
Раздел пятый. НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ВОПРОСЫ	389
Глава XVII. Прогнозирование добычи нефти и газа по месторождениям	389
§ 1. Годовое и пятилетнее планирование добычи нефти	390
§ 2. Планирование добычи нефти на перспективу	395
§ 3. Особенности планирования добычи свободного газа	396
Глава XVIII. Охрана недр и окружающей среды	398
§ 1. Общие положения об охране недр и окружающей среды	398
§ 2. Охрана недр при бурении скважин	401
§ 3. Охрана недр при разработке залежей	404
§ 4. Охрана окружающей среды	410
Список литературы	414
Предметный указатель	415

Коммунистическая партия и Советское правительство уделяют огромное внимание развитию нефтяной и газовой промышленности, во многом определяющей устойчивый подъем экономики СССР.

Развитие нефтяной и газовой промышленности в последние десятилетия характеризуется рядом новых тенденций. Среди них можно отметить тенденцию ускоренного развития газовой отрасли, в результате чего годовая добыча газа в стране приближается к годовой добыче нефти. В отличие от прежних лет, когда основную добычу газа обеспечивали чисто газовые залежи, резко возрастает доля газоконденсатных залежей и залежей с нефтяными оторочками. Отсюда следует необходимость более детального геологопромыслового изучения месторождений, которые служат объектом добычи газа.

Для нефтяной промышленности характерно последовательное вступление многих залежей нефти в сложную позднюю фазу разработки, когда более половины запасов из них уже отобрано и извлечение оставшихся запасов требует значительно больших усилий. Объективно становится все менее благоприятной геологопромысловая характеристика вводимых в разработку новых залежей нефти. Среди них возрастает удельный вес залежей с высокой вязкостью нефти, с весьма сложным геологическим строением, с низкой фильтрующей способностью продуктивных пород, а также приуроченных к большим глубинам с усложненными термодинамическими условиями, к шельфам морей и т. д. Таким образом, и на старых и на новых залежах возрастает доля так называемых трудноизвлекаемых запасов нефти. Соответственно расширяется арсенал методов разработки нефтяных залежей. Если в последние четыре десятилетия в качестве агента, вытесняющего нефть из пластов к скважинам, применялась вода и искусственное заводнение пластов было традиционным методом разработки, то в настоящее время необходимо применение и других методов на иной физико-химической основе. Именно поэтому в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года» предусмотрено «расширить применение новых методов воздействия на нефтяные пласты и увеличить за счет этого извлечение нефти из недр».

Таким образом, объективные тенденции развития нефтяной и газовой промышленности требуют все более детального и дифференцированного промыслово-геологического изучения залежей для научно обоснованного выбора методов воздействия на продуктивные пласты, рациональных систем разработки, оп-

тимальных комплексов мероприятий по контролю и регулированию процессов извлечения нефти и газа. Особенно большое значение приобретают исследования по контролю за разработкой на всех ее стадиях.

Специалисты, осуществляющие промыслово-геологические исследования, должны владеть методами получения, обобщения, анализа разносторонней информации о залежах. При этом залежь нефти должна рассматриваться в виде системы нескольких взаимосвязанных уровней, изучаемых каждый своим комплексом методов.

Указанные тенденции и вытекающие из них задачи нашли отражение в измененной программе курса «Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа» для студентов, обучающихся по специальности 0103 «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» в нефтяных вузах и на нефтяных факультетах, которая утверждена Министерством высшего и среднего специального образования 6 декабря 1982 г. Настоящий учебник подготовлен в соответствии с этой новой программой.

В отличие от прошлых изданий в новом учебнике существенно расширены разделы, посвященные вопросам детального изучения залежей до разработки и в процессе разработки, геологического обоснования систем разработки и технологических мероприятий по управлению процессами разработки. При этом главное внимание сосредоточено на методической стороне этих вопросов. В связи с ограниченным объемом учебника из него исключено описание практических приемов по контролю за бурением и эксплуатацией скважин. Оно перенесено в методические руководства по учебной и производственной практикам.

Учебник может быть полезен также специалистам производственных и научных организаций, занимающимся промыслово-геологическими исследованиями.

Нефтяная и газовая отрасли промышленности занимают одно из ведущих мест в народном хозяйстве СССР, в значительной мере способствуя развитию других отраслей и определяя общий уровень научно-технического прогресса, а тем самым и благосостояние советского общества.

Перед работниками нефтяной и газовой промышленности поставлены большие задачи дальнейшего роста добычи нефти и газа в стране, более полного использования недр, оптимального сочетания усилий, направленных на освоение перспективных районов и на максимальное использование недр в старых нефтегазодобывающих районах. В решении этих задач значительную роль играет геологическая служба, занимающаяся поисками, разведкой и геологическим обеспечением разработки нефтяных и газовых месторождений.

Промыслово-геологическая служба, занимающая большое место в геологической службе в целом, действует в министерствах нефтяной и газовой промышленности, на нефтегазодобывающих предприятиях, в научно-исследовательских и проектных организациях, осуществляющих доразведку, проектирование и разработку нефтяных и газовых месторождений. Формируется и пополняется эта служба главным образом за счет инженеров-геологов, выпускаемых нефтегазовыми вузами страны.

В соответствии с задачами, определенными типовым «Положением о ведомственной геологической службе», промыслово-геологическая служба совместно с другими видами ведомственной геологической службы постоянно контролирует состояние сырьевой базы и обеспеченность предприятия запасами нефти и газа, анализирует данные по этому вопросу и разрабатывает предложения по укреплению сырьевой базы, своевременно проводит доразведку месторождений в целях уточнения количества и качества запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов. Эта служба изучает горнотехнические, гидрогеологические и другие условия разработки месторождений, отвечает за полноту геологического изучения недр при промышленном освоении и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ нефти и газа, осуществляет контроль за выполнением требований по охране недр, за наиболее полным извлечением из недр нефти, газа и попутных компонентов, за недопущением выборочной разработки богатых участков месторождений. Промыслово-геологическая служба разрабатывает предложения по совершенствованию методов геологического изучения разрабатываемых месторождений, контролирует работу и сохранность скважин, установленный порядок ликвидации скважин, не под-

лежащих использованию. Она ведет учет состояния и движения запасов нефти и газа, подготавливает списание в установленном порядке с баланса запасов нефти и газа, не подтвердившихся при доразведке и разработке месторождений. В ее функции входит пополнение и обеспечение сохранности геологопромысловой документации, керна, проб полезных ископаемых и других материалов, которые могут быть использованы при дальнейшем изучении недр. Промыслово-геологическая служба участвует в составлении проектов опытной, опытно-промышленной эксплуатации, технологических схем и проектов разработки месторождений и подземных хранилищ нефти и газа, в авторском надзоре за реализацией проектных решений, в работах по анализу разработки и обоснованию мероприятий по управлению процессом разработки, в планировании добычи нефти и газа. В ее обязанности входят организация и проведение широкого комплекса наблюдений за работой скважин и пластов при эксплуатации месторождения.

По мере «старения» нефтегазовой промышленности страны и расширения ее географии задачи промыслово-геологической службы, как и родственных служб, все более усложняются; соответственно развиваются и совершенствуются методы исследований. Поэтому требования к этой службе непрерывно возрастают. Специалисты в области промысловой геологии должны обладать большой научно-технической эрудицией, достаточными знаниями в областях геологии, подземной механики жидкостей и газа, бурения скважин, технологии и техники разработки месторождений, геофизических и гидродинамических методов исследования скважин и пластов, подсчета запасов нефти и газа, экономики, математических методов обработки геологических данных и др.

Раздел первый

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ КАК НАУКА И ЕЕ ЗАДАЧИ

Глава I

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ КАК НАУКИ И ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ

Месторождения и залежи нефти и газа как объекты народнохозяйственной деятельности. Высокий уровень добычи нефти и газа в нашей стране стал возможным в результате успехов геологоразведочных работ, развития теории проектирования и совершенствования практики разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Большое значение при этом имеет улучшение использования природных ресурсов. С этой точки зрения проблема увеличения ресурсов нефти и газа должна решаться за счет не только наращивания числа месторождений этих полезных ископаемых, но и увеличения извлекаемых запасов, т. е. за счет уменьшения потерь нефти и газа в недрах на разрабатываемых месторождениях.

Следовательно, при вовлечении месторождения нефти, газа или газоконденсата в эксплуатацию его необходимо рассматривать в качестве не только естественного геологического объекта, но и объекта народнохозяйственной деятельности. Поэтому к месторождениям и залежам нефти и газа нужно подходить с трех точек зрения.

Во-первых, залежи углеводородов (УВ) следует рассматривать в статическом состоянии как природные геологические объекты. Целью такого подхода является технико-экономическое обоснование народнохозяйственной ценности залежи и получение необходимой информации для проектирования разработки на основе подсчета запасов и оценки потенциальной продуктивности скважин и пластов в технологической схеме или проекте разработки.

Во-вторых, залежи УВ следует рассматривать в динамическом состоянии, так как в них при вводе в эксплуатацию начинаются процессы движения нефти, газа и воды к забоям добывающих и от забоев нагнетательных скважин. При этом очевидно, что особенности динамики объекта обуславливаются не

только естественными геологическими свойствами залежи (т. е. свойствами в статическом состоянии), но и характеристиками технической системы (т. е. системы разработки), которые устанавливаются при проектировании разработки. Другими словами, залежь нефти или газа, введенная в разработку, представляет собой неразрывное целое, состоящее уже из двух компонент: геологической (сама залежь) и технической (техническая система, запроектированная для эксплуатации залежи). Это целое назовем геолого-техническим комплексом (ГТК).

В-третьих, залежи УВ следует рассматривать как объекты народнохозяйственной деятельности, поскольку характеристики технической компоненты ГТК (расстояние между скважинами, их размещение, забойные давления и т. п.) определяются особенностями и характеристиками геологической компоненты (внутренним строением залежи, свойствами пород и флюидов и т. п.), т. е. поскольку технико-экономические показатели системы разработки залежи зависят от геологических условий.

Для изучения залежей УВ с трех точек зрения требуется определенная информация, а следовательно, и проведение специальных работ для ее получения. При подходе к залежи как к статическому геологическому объекту используется информация, поступающая в результате разведки, а также при разбуривании залежи по запроектированной эксплуатационной сети скважин. Рассмотрение залежи в динамике осуществляется на основе специальных наблюдений и замеров в добывающих, нагнетательных, наблюдательных, контрольных и других скважинах, а также на поверхностных инженерно-технических объектах. Влияние геологических условий на технико-экономические характеристики системы разработки определяется путем анализа результатов специальных геологических исследований, проведения опытных работ и обобщения опыта разработки.

Таким образом, подход к залежи нефти или газа как к объекту народнохозяйственной деятельности существенно отличается от подхода к залежи как к цели поисковых работ.

Определение нефтегазопромисловой геологии. Изучение залежей нефти, газа или газоконденсата как объектов народнохозяйственной деятельности требует больших затрат времени и средств на проведение специальных наблюдений и исследований как в процессе подготовки залежей к разработке (в процессе разведки), так и при реализации утвержденных схем или проектов (при доразведке, промышленном разбуривании и регулировании разработки). Рациональное использование выделяемых для этих целей средств является задачей большой государственной важности. Определение направлений различных работ и исследований, выбор методов анализа и обобщения информации, соответствующих целям и задачам работ,— объективные условия получения наиболее достоверных представлений о залежах и протекающих в них процессах, а следовательно, и повышения эффективности проектируемых

систем разработки и мероприятий по регулированию разработки.

Исследованием залежей нефти, газа и газоконденсата с указанных точек зрения и решением соответствующих научных и практических задач занимается геологическая наука, получившая в естественной литературе название нефтегазопромысловой геологии.

Нефтегазопромысловая геология — отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти и газа в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр.

Таким образом, значение нефтегазопромысловой геологии состоит в обобщении и анализе всесторонней информации о месторождениях и залежах нефти и газа как объектах народнохозяйственной деятельности с целью геологического обоснования наиболее эффективных способов организации этой деятельности, обеспечения рационального использования и охраны недр и окружающей среды.

§ 2. ОСНОВНЫЕ ПЕРИОДЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ. РОЛЬ СОВЕТСКИХ УЧЕНЫХ И ИНЖЕНЕРОВ

В развитии нефтегазопромысловой геологии, неразрывно связанном с развитием теории и практики разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, можно выделить несколько периодов.

Первый период — от зарождения нефтяной промышленности до 1918 г. В этот период добыча нефти в России почти полностью была сосредоточена на Апшеронском п-ове и в Майкопском районе. До 1871 г. (официальная дата возникновения нефтяной промышленности в России) техники добычи нефти практически не существовало: нефть добывали кустарным способом бадьями из вырытых вручную колодцев, глубина которых в отдельных случаях достигала 150 м при диаметре 1—1,5 м. Первые скважины глубиной 40—70 м, давшие фонтаны нефти, были пробурены на Кубани (1864 г., р. Кудако) и на Апшеронском п-ове (1869 г., Балаханы).

В связи с несовершенством техники строительства горных выработок (колодцев, скважин) нефтяной пласт обычно не удавалось вскрывать на полную мощность (ни в колодце, ни в скважине не создавалось противодействие на пласт, необходимое для преодоления пластового давления). Как правило, вскрытая нефтенасыщенная мощность достигала 1—3 м. Каких-либо принципов разработки месторождений в этот период не было. Оценка значимости нефтеносных земель производилась отдельными лицами и нередко носила спекулятивный характер.

В то время господствовала гипотеза американского геолога

Бриггса, выдвинутая им в 1868 г. Согласно этой гипотезе, единственной силой, продвигающей нефть к забоям скважин, могла быть лишь сила упругости газа, растворенного в нефти. Считалось, что влияние работы каждой скважины может распространяться в пласте на небольшое расстояние, называемое радиусом влияния. Если скважины разделены расстоянием, равным двойному радиусу влияния, то они не должны влиять друг на друга.

Такая обстановка не способствовала развитию промыслово-геологических исследований. Однако уже на этом этапе в работах крупных ученых и инженеров дореволюционной России можно найти элементы методики подсчета запасов, основ методики промышленной разведки и эффективной технологии добычи нефти.

Так, в 1888 г. геолог А. М. Коншин впервые произвел подсчет запасов нефти, применив объемный метод. В начале 90-х гг. прошлого века он на основе анализа статистических данных об изменении дебитов скважин (добычи) во времени произвел подсчет запасов по четырем старым площадям Бакинского района. Очевидно, эта работа послужила А. М. Коншину основанием для установления некоторых закономерностей изменения дебитов нефтяных скважин и для построения кривых падения дебитов с целью использования их при расчетах будущей добычи (так называемый «метод кривых»). В США подобные кривые для калифорнийских месторождений нефти были предложены Р. Арнольдом и Р. Андерсоном в 1908 г.

В 1905 г. И. Н. Стрижев подсчитал объемным методом запасы нефти Грозненского района.

В 1910—1912 гг. выходят из печати работы по Майкопскому нефтяному району крупнейшего геолога-нефтяника академика И. М. Губкина, который по праву считается основоположником нефтяной геологической науки в нашей стране. Тогда И. М. Губкин впервые объяснил механизм образования рукавообразной залежи и ввел само понятие о стратиграфических залежах нефти. Ему же принадлежит приоритет в создании метода построения структурных карт, в том числе наклонных. О других результатах научной деятельности И. М. Губкина будет сказано ниже.

В 1910—1917 гг. С. И. Чарноцкий усовершенствовал «метод кривых» с целью использования его для определения рациональной плотности эксплуатационной сети скважин. Он предложил способ расчета начальных дебитов скважин в зависимости от средней степени уплотнения их сети.

К рассматриваемому периоду относятся и первые геофизические исследования скважин. В 1906—1916 гг. известный геолог Д. В. Голубятников систематически производил измерения температуры в пластах более чем в 300 нефтяных скважинах Азербайджана и Дагестана. Он впервые установил возможность использования геотермии для решения некоторых нефтепромысловых задач.

Таким образом, проводившиеся в рассмотренный период исследования, связанные с разработкой месторождений, подсчетом запасов, с созданием методов получения и обобщения геологической информации, носили нерегулярный, эпизодический характер.

Второй период — с 1918 по 1928 г. Этот период охватывает первые годы Советской власти, годы национализации и технической реконструкции нефтяной промышленности. Основная черта этого периода — переход к плановому ведению разработки нефтяных месторождений. Нефтяная промышленность страны начинает бурно развиваться. Уже в первые годы после национализации нефтяной промышленности (1920 г.) в результате резкого увеличения объемов разведочного бурения был открыт ряд новых высокопродуктивных месторождений как в Бакинском районе, так и за его пределами; в это же время значительно возросла глубина добывающих скважин. Все это обеспечило увеличение добычи нефти в стране.

Наметившийся в нефтедобывающей промышленности технический прогресс потребовал интенсификации научных исследований. Начинается разработка научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений.

Важнейшим событием этого периода было проходившее в Москве в 1925 г. Всесоюзное совещание по вопросам охраны и рационального использования нефтяных залежей. На этом совещании один из видных геологов-нефтяников страны М. В. Абрамович впервые в мире поставил вопрос о рациональной системе разработки нефтеносного пласта-резервуара как отдельного эксплуатационного объекта. В 1927 г. он опубликовал первую классификацию систем разработки нефтяных месторождений.

В 1928 г. вышла работа крупного геолога-нефтяника М. Ф. Мирчинка «Производственные перспективы свиты V пласта Биби-Эйбата (о методах оценки нефтяных залежей)». В ней автор при рассмотрении добычных возможностей нефтяных залежей рекомендует выявлять и изучать естественные, геологические факторы, влияющие на производительность скважин, и ограничивать их от искусственных, зависящих от деятельности человека.

М. Ф. Мирчинк был одним из авторов первого учебника по нефтепромысловой геологии, изданного в 1933 г., организатором и руководителем геологической службы нефтяной промышленности, членом-корреспондентом АН СССР.

К 1927—1928 гг. относится ряд работ В. В. Билибина, посвященных вопросам определения будущей производительности скважин. Он впервые для подсчета запасов нефти и анализа разработки нефтяных залежей использовал методы математической статистики, что позволило созданный ранее «метод кривых» сделать более надежным, поскольку появилась возможность количественно оценивать точность и определять границы

применения кривых. Накопленный материал был обобщен В. В. Билибиным в книге «Методы математической статистики в подсчете подземных запасов нефти», изданной в 1930 г. Это была первая работа, посвященная применению математических методов при решении промыслово-геологических задач.

С 1924 г. в стране начинаются систематические работы по подсчету запасов в основных нефтяных районах страны, что потребовало создания классификации запасов нефти. До революции и в первые годы Советской власти геологи пользовались классификацией, разработанной в 1870 г. Лондонским институтом горного дела и металлургии. Классификация была единой для твердых и жидких полезных ископаемых и, следовательно, не учитывала специфических условий залегания и извлечения нефти.

В 1925 г. была организована специальная комиссия Геологического комитета для руководства работой по созданию эффективной классификации запасов нефти. В 1927 г. при обсуждении предварительных результатов деятельности этой комиссии М. В. Абрамович впервые предложил выделять категории запасов по степени их разведанности.

В 1927—1928 гг. в ряде трестов были созданы специальные группы по подсчету запасов, работу которых координировал нефтяной сектор Геологического комитета. С этого времени ежегодно под руководством академика И. М. Губкина и С. И. Миронова стали проводиться конференции по методике подсчета запасов нефти. Поскольку для работы указанных групп и конференций нужна была классификация запасов, то Геологический комитет в 1928 г. утвердил в качестве временной классификацию, в основу которой была положена степень разведанности запасов.

В 1921 г. начал свои теоретические и экспериментальные исследования академик Л. С. Лейбензон — основатель советской школы ученых, работающих в области нефтяной подземной гидравлики.

В этот же период широко известными как в нашей стране, так и за рубежом грозненскими геологами Н. Т. Линдтропом, В. М. Николаевым, М. Г. Танасевичем, М. М. Чарыгиным, С. Н. Шаньгиным и другими был опубликован ряд работ, способствовавших ускоренному развитию представлений об условиях залегания и извлечения нефти из недр. В этих работах было установлено, что главной силой, движущей нефть к забоям скважин в наиболее продуктивных пластах грозненских месторождений, является сила напора краевых вод. Газ в пластовых условиях растворяется в нефти и никакой активной роли, вопреки гипотезе Бриггса, не играет.

Таким образом, в рассмотренный период были начаты работы по созданию методики оценки народнохозяйственной ценности залежей нефти, а также заложены основы современных представлений о режимах нефтяных и газовых залежей.

Третий период — с 1929 по 1938 г. Этот период интересен тем, что он совпадает с годами выполнения двух первых пятилетних планов развития народного хозяйства СССР.

Растущие потребности практики стимулировали развитие начавшихся в предшествующем периоде исследований по вопросам разработки нефтяных месторождений, совершенствования методов получения геологической информации, ее анализа и обобщения.

В апреле—мае 1930 г. под руководством академика И. М. Губкина работала комиссия по вопросам разработки Новогрозненского месторождения. Комиссия сделала ряд выводов об активной роли высоконапорных пластовых вод и незначительности запасов газа, растворенного в нефти; сформулировала представления о балансе пластовых водонапорных систем, о существовании активной гидравлической связи между областью разработки пласта и областью его питания, хотя и расположенных на больших расстояниях друг от друга. Эти представления в дальнейшем были положены в основу гидродинамического анализа работы нефтяных скважин и пластов, а также анализа систем расстановки скважин.

В 1937 г. М. А. Жданов и С. В. Шумилин впервые подсчитали запасы газа по СССР в целом. Кроме объемного был широко использован метод подсчета запасов газа по падению давления.

С 1929 г. в СССР для изучения разрезов скважин стали применять геофизический метод определения кажущегося сопротивления пород. Первые же результаты показали высокую эффективность метода. В 1931 г. советскими геофизиками и сотрудниками фирмы «Шлюмберже» был разработан второй метод электрометрии скважин — метод потенциалов собственной поляризации пород. Эти два метода позволили составлять непрерывные геологические разрезы скважин, в то время как керновые материалы давали прерывистую информацию при низкой точности их привязки к разрезу. С этого времени скважинная геофизика начинает быстро развиваться, повышается ее роль в геологическом изучении разрезов скважин.

Развиваются также гидродинамические методы. В результате начатых в 1935 г. исследований в ГрозНИИ была разработана гидравлическая теория пластовых водонапорных систем, подвергнута критике теории существования постоянного ограниченного радиуса влияния скважины, исследованы особенности работы скважин при различных формах и размерах контура области питания.

В 1936—1939 гг. профессором В. Н. Шелкачевым была создана новая теория взаимодействия скважин, изучены особенности различных систем расстановки скважин.

В начале 30-х гг. В. П. Яковлев провел большую работу и внес ряд ценных предложений по методике исследования сква-

ин и пластов. Он первый указал на необходимость учета сжимаемости жидкости в пластовых условиях.

В середине 30-х гг. В. М. Барышев и А. Н. Снарский, АзНИИ, А. А. Болтышев и Т. Л. Михайлов в ГрозНИИ сконструировали «опытные пласты» — модели, на которых изучали законы фильтрации негазированной и газированной жидкости, взаимодействия скважин, изменения коэффициентов продуктивности и т. п.

В эти же годы начали проводить свои исследования такие известные нефтяники — специалисты по гидродинамике, как И. М. Пирвердян, Г. Б. Пыхачев, Б. Б. Лапук и др.

Интенсивное развитие гидродинамической теории, повышение технической вооруженности нефтедобывающей промышленности и совершенствование методов исследований скважин пластов обусловили повышение требований к промысловому геологу, что сопровождалось расширением его функций. Геолог теперь принимает активное участие в решении вопросов заложения скважин и геологического контроля за их бурением, освоением и эксплуатацией; важнейших проблем рациональной разработки нефтяных залежей, подсчета запасов, геологической интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин; планирования нефтедобычи. Все это определило формирование нового профиля нефтепромыслового геолога, существенно отличающегося от профиля геолога-нефтяника поисковой специализации.

Именно эта специфика деятельности нефтепромыслового геолога обусловила введение в 1932 г. в Азербайджанском индустриальном институте курса «Нефтепромысловая геология». Через год, в 1933 г., вышел написанный коллективом авторов под редакцией М. В. Никитина первый учебник «Нефтепромысловая геология». В этом учебнике были систематизированы основные направления и задачи нефтепромысловой геологии.

В августе 1933 г. в Баку проходил I Всесоюзный съезд НИТО нефтяников. В докладе И. М. Губкина на этом съезде впервые была поставлена важнейшая задача создания методик проектирования числа эксплуатационных скважин на основе определения научно обоснованных расстояний между ними.

В выступлениях на съезде крупнейших геологов страны уже зывались элементы системного подхода к решению задач нефтегазопромысловой геологии. Так, И. М. Губкин критиковал инженеров-промысловиков за то, что они занимаются «не эксплуатацией пласта и месторождения в целом, а эксплуатацией нефтяных скважин как механических агрегатов, как изолированных объектов производства». В. М. Николаев говорил, что при изучении режимов нефтяного пласта наиболее правильно рассматривать пласт как некоторое пространство, в котором происходит ряд взаимодействующих физических явлений, создающих определенные условия продвижения нефти к забоям скважин.

В рассматриваемый период продолжались работы по совершенствованию классификации запасов нефти и газа. В 1932 г. И. М. Губкин предложил классификацию, которая была положена в основу оценки запасов нефти при составлении второго пятилетнего плана (1933—1937 гг.). Она была использована И. М. Губкиным в докладе о запасах на XVII сессии Международного геологического конгресса в 1937 г. Эта классификация запасов нефти и газа действовала в СССР до 1942 г.

В 1935 г. была создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ), позднее переименованная во Всесоюзную комиссию по запасам полезных ископаемых (ВКЗ). Ныне эта комиссия называется Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

Важнейшим событием рассматриваемого периода, сыгравшим переломную роль в развитии нефтегазопромисловой геологии, было Всесоюзное совещание нефтяников, проходившее в феврале 1938 г. в Баку. Принятые на совещании решения послужили основанием для организационной перестройки геологической службы на промыслах, предусматривающей обязательное участие геологической службы в разбурировании и эксплуатации месторождений, при этом на геологов возлагалась такая же ответственность за все производственные процессы, как на работников бурения и эксплуатации.

В круг обязанностей промыслового геолога было включено: установление правильного режима эксплуатации скважин и контроль за его выполнением; установление и анализ режима эксплуатации отдельных нефтяных горизонтов; организация наблюдений за взаимовлиянием скважин, за разработкой мощных пластов, подразделяемых на эксплуатационные объекты; проведение систематических анализов нефтенасыщенных пород и других исследований, в частности связанных с контролем за изменением пластового давления; учет добычи нефти, газа и воды по каждой отдельной скважине; контроль за проведением замеров буферного, затрубного, трапного давления и решение ряда других вопросов по наблюдению за эксплуатацией скважин и пластов.

Рассмотренный период характеризовался такими важнейшими событиями, как введение в программы вузов курса нефтегазопромисловой геологии и создание первого учебника по этому курсу, официальное организационное оформление геологической службы на нефтяных промыслах и определение ее главных задач.

Четвертый период — с 1939 по 1948 г. Этот период включает годы Великой Отечественной войны — годы испытаний, с честью выдержанных советским народом. Несмотря на трудности военных и первых послевоенных лет, развитие научной мысли в стране не прекращалось. Особенность развития нефтяной

науки и практики в этот период — широкое внедрение в теорию разработки нефтяных залежей основ подземной гидравлики.

В 1940 г. академик Л. С. Лейбензон и профессор Б. Б. Лапук организовали специальную группу, перед которой была поставлена задача создания научно обоснованной методики проектирования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Вопросы разработки, особенно вопросы размещения скважин на залежи, в этот период приобретают особую остроту в связи с переходом к более глубокозалегающим эксплуатационным горизонтам, а также в связи с тем, что были открыты и вводились в разработку месторождения новой нефтеносной провинции — Второго Баку, физико-геологические условия которых отличались от условий кавказских нефтяных месторождений.

В эти годы интенсивные научные исследования в области оценки нефтегазонасыщенности недр, детального изучения сложной тектоники нефтяных месторождений на юге страны, изучения условий обводнения залежей при разработке, оценки запасов проводит один из видных промысловых геологов нашей страны профессор М. А. Жданов, который с 1936 г. возглавлял кафедру разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в Московском нефтяном институте. Позднее, в 1959 г., под руководством М. А. Жданова в МНИ им. И. М. Губкина была организована первая в стране кафедра нефтепромысловой геологии, заведующим которой он оставался вплоть до 1974 г.

Исследования, проведенные в начале рассматриваемого периода, имели большое значение для раскрытия физической стороны проблемы разработки, а также для определения важнейшей роли собственно геологических представлений. Вместе с тем становился все более очевидным тот факт, что рациональное число добывающих скважин на залежи не может быть определено только методами гидродинамики. Для этого необходимо всестороннее геологопромысловое обоснование с привлечением экономических данных.

Особую остроту указанные вопросы приобрели во время Великой Отечественной войны. Поэтому организованная в 1940 г. группа исследователей, включавшая специалистов всех трех профилей — геологов, гидродинамиков и экономистов, была реорганизована в Проектно-исследовательское бюро при Московском нефтяном институте. За годы войны в бюро под руководством А. П. Крылова (позднее ставшего действительным членом АН СССР) были проведены очень важные работы по проектированию разработки многих нефтяных и газовых месторождений. Сотрудники бюро решали также и теоретические задачи проектирования разработки. В итоге в 1948 г. вышли в свет две монографии, ознаменовавшие собой появление теоретических основ проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений: «Научные основы разработки нефтяных месторождений» (авторы А. П. Крылов,

М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Чарный были удостоены за этот труд Государственной премии СССР) и «Теоретические основы разработки месторождений природных газов» (автор Б. Б. Лапук).

В этих монографиях были сформулированы основы современного подхода к проблеме разработки, согласно которому при выборе рациональной системы разработки необходимо: 1) учесть геологические особенности месторождения; 2) на основе гидродинамических расчетов установить рациональные варианты расстановки скважин применительно к выявленным геологическим особенностям, рассчитать дебиты, пластовые и забойные давления; 3) определить технико-экономические показатели различных вариантов размещения скважин и на этой основе выбрать оптимальный вариант.

Установление важной роли геологических данных в проектировании разработки месторождений нефти и газа сказалось и на практике промыслово-геологических исследований, в первую очередь при оценке запасов, подсчет которых является, по сути, обобщением результатов разведочных работ.

В 1942 г. Народный комиссариат нефтяной промышленности и Комитет по делам геологии при СНК СССР утвердил новую классификацию запасов нефти и газа, в основу которой была положена степень изученности (разведанности) залежей. Впервые в практике оценки запасов нефти была разработана инструкция по применению классификации запасов.

В 1946 г. вышла в свет монография М. Ф. Мирчинка «Нефтепромысловая геология», в которой с учетом новой роли промысловой геологии в решении задач разработки нефтяных месторождений был обобщен опыт промыслово-геологической деятельности, накопленный как в СССР, так и за рубежом (преимущественно в США) за время, прошедшее после издания первого учебника по нефтепромысловой геологии.

Идеи, теоретические разработки и методы, описанные в названных выше трех монографиях, явились основой современной методологии проектирования разработки и ее осуществления на конкретных нефтяных и газовых месторождениях нашей страны.

Рассмотренные четыре периода развития нефтегазопромысловой геологии совпадают с начальным этапом развития научной технологии разработки нефтяных месторождений нашей страны. Характерная особенность этого этапа — эксплуатация залежей на естественном (природном) режиме. При этом процессы разработки определялись прежде всего расходом энергетических ресурсов продуктивных пластов.

Выдающийся вклад в развитие нефтепромысловой геологии на этом этапе внес академик И. М. Губкин. Его труды уже многие десятилетия не теряют своей актуальности. Большое значение для развития методов контроля и регулирования разработки на естественных режимах имели работы М. В. Абрамовича, М. А. Жданова, М. И. Максимовича, В. С. Мелик-Па-

шаева, А. Н. Мустафинова, С. Т. Овнатанова, А. А. Трофимука и др.

Пятый период — с 1949 г. по настоящее время. Важной особенностью этого периода является экстенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности, связанное с открытием большого числа новых нефтяных и газовых месторождений в различных районах нашей страны, вовлечение их в разработку и накопление значительного объема новых данных, органически вошедших в научный фонд нефтегазопромысловой геологии.

Активно развивается нефтегазодобывающая промышленность в таких районах страны, как Башкирия, Татария, Белоруссия, Туркмения, Узбекистан, Западная Сибирь. Открываются новые месторождения в старых районах — в Азербайджане, на Северном Кавказе, в Казахстане, на Украине.

Пятый период развития нефтепромысловой геологии совпадает со вторым этапом развития технологии разработки нефтяных залежей. К концу первого этапа были подготовлены условия для качественного изменения технологии добычи нефти — применения искусственного заводнения залежей с целью поддержания пластового давления.

Внедрение новой технологии разработки нефтяных месторождений, в корне отличающейся от ранее применявшейся, поставило перед промысловой геологией принципиально новые задачи, которые во многом изменили саму суть этой дисциплины. Ранее промысловая геология занималась в основном вопросами рационального использования пластовой энергии. Теперь же главным стало изучение процессов, протекающих в продуктивных пластах при вытеснении нефти закачиваемой водой.

Теоретическое обоснование методов поддержания пластового давления связано с именами А. П. Крылова, Ф. А. Требина, И. А. Чарного, В. Н. Шелкачева, а дальнейшее развитие этих методов — с именами М. Т. Абасова, Ю. П. Борисова, Г. Г. Вахитова, Ю. В. Желтова, Ю. П. Желтова, В. Д. Лысенко, Э. Д. Мухарского, М. М. Саттарова, М. Л. Сургучева, В. С. Орлова, Б. Ф. Сазонова и др.

В создании, внедрении и развитии методов поддержания давления, анализа и регулирования разработки залежей нефти в этих условиях большую роль сыграли промысловые геологи (научные работники, руководящие работники отрасли и крупных нефтедобывающих предприятий) Ф. А. Бегишев, В. В. Денисевич, Н. С. Ерофеев, М. И. Максимов, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, Р. Х. Муслимов, А. Н. Мустафинов, Г. П. Ованесов, С. Т. Овнатанов, Б. А. Тхостов, А. А. Трофимук, Э. М. Халимов, А. И. Цатуров, М. З. Черномордики и др.

Благодаря совместным усилиям производственников и ученых нефтяная промышленность в короткие сроки получила высокоэффективный комплекс методов и средств контроля за процессами, происходящими в продуктивных пластах при заводне-

нии. В этот комплекс вошли методы геологопромыслового анализа и обобщения информации, получаемой средствами собственно промысловой геологии, скважинной геофизики, гидродинамики, физико-химии и др.

В научном отношении развитие нефтепромысловой геологии шло по пути дальнейшего совершенствования методов получения информации о строении и свойствах нефтегазоносных пластов, методов подсчета запасов, геологического обоснования проектов, совершенствования методов анализа и регулирования разработки, геологического обоснования мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти и т. п.

Накопившийся опыт разработки, а также различные по характеру и целям исследования показали, что основным фактором, обуславливающим трудности при решении задач разведки, подсчета запасов и разработки нефтяных и газовых месторождений, является неоднородность нефтегазоносных пластов. Изучением неоднородности пластов и ее влияния на эффективность систем разработки занимались ведущие нефтегазопромысловые геологи страны К. Б. Аширов, Б. М. Листенгартен, В. С. Мелик-Пашаев, М. И. Максимов и др. Особенно широко велись исследования неоднородности пластов в 1962—1965 гг., когда к решению этой проблемы подключились В. И. Азаматов, В. В. Воинов, О. К. Обухов, Е. И. Семин, В. В. Стасенков и другие.

Вехой в истории развития нефтегазопромысловой геологии явилось заседание Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений Госкомитета СССР по топливу в ноябре 1964 г. На этом заседании были сформулированы уточненные определения эксплуатационного объекта и этажа разработки и предложены приемы их выделения. Эти определения послужили основой последующих исследований, связанных с разработкой методики выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных и газовых месторождений. Значительную работу в этом направлении провели Н. Е. Быков, В. Г. Каналин и др.

Широко развиваются методы геофизических исследований скважин для изучения строения, определения геолого-физических свойств пластов, и особенно для контроля за разработкой залежей нефти и газа.

Применение методов скважинной геофизики позволило повысить эффективность решения промыслово-геологических задач, связанных с выделением в разрезах обсаженных скважин нефтегазоносных и водоносных пород, контроля за продвижением ВНК, ГНК, ГВК, определения различных параметров пластов, интервалов обводнения скважин и других важных задач геологии и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

В решении этих вопросов активное участие принимают такие геологи-производственники, руководители геологической

службы в Министерстве нефтяной промышленности и на местах, как В. Д. Викторин, Е. П. Ефремов, Р. Х. Муслимов, Н. Н. Лисовский, Ю. Б. Фаин, Э. М. Халимов, В. М. Юдин, Х. Б. Юсуф-Заде и другие. Крупный научный вклад в дело промыслово-геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин внесли С. А. Султанов, Б. М. Орлинский, Н. М. Свихнушин и др.

С 1953—1955 гг. начинаются широкие исследования по применению вероятностно-статистических методов и ЭВМ для решения задач нефтегазопромысловой геологии.

В отличие от работ первого и второго периодов, когда математические методы использовались для оценки производительности скважин и служили основой статистического метода подсчета запасов, в рассматриваемый период эти методы становятся высокоэффективным инструментом собственно геологических исследований, описания геологических объектов, средством оптимизации и автоматизации различных работ. Существенный вклад в эти исследования внесли В. И. Аронов, В. А. Бадьянов, Е. А. Хитров, Ю. В. Шурубор и др. В решение многих из названных выше вопросов вложили свой труд и авторы настоящего учебника.

С конца 50-х гг. начинается интенсивное развитие газовой промышленности страны. На ранних этапах своего становления добыча газа развивалась одновременно с добычей нефти в направлении использования главным образом попутного газа. Методы разработки газовых месторождений были чисто эмпирическими. На них механически распространялись методы разработки нефтяных месторождений.

Вместе с тем большие объемы поисково-разведочных работ и интенсивные исследования подготовили базу для ускоренного развития газовой промышленности. Были открыты новые месторождения газа на севере Тюменской области и в Оренбургской области, в Средней Азии, Ставропольском крае и других районах страны.

Газовая промышленность СССР вступила в новый этап своего развития: в 1956 г. она становится самостоятельной отраслью народного хозяйства. В 1958 г. было принято постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР».

В настоящее время созданы газодинамические методы расчета изменения во времени необходимого числа газовых скважин, пластовых, забойных и устьевых давлений, приближенные методы расчета продвижения контурных или подошвенных вод и решен ряд других задач с учетом промыслово-геологической информации.

Развитие теории и практики добычи газа повлекло за собой и развитие промысловых геологических исследований на газовых месторождениях.

В совершенствование газопромисловой геологии, методов изучения строения газовых залежей, подсчета запасов газа, геологического обоснования проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений существенный вклад внесли такие геологи, как К. А. Белов, З. Г. Борисенко, В. И. Ермаков, И. П. Жабрев, М. А. Жданов, А. Л. Козлов, В. П. Савченко, М. Н. Сосон, Ю. В. Терновой, Н. В. Черский и др. В результате сегодня новая геологическая дисциплина, возникшая как нефтепромысловая геология, с полным основанием называется нефтегазопромисловой геологией.

§ 3. СВЯЗЬ НЕФТЕГАЗОПРОМИСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ С ДРУГИМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ И СМЕЖНЫМИ НАУКАМИ

С точки зрения промыслового геолога залежь нефти или газа следует рассматривать как некоторую часть пространства, в которой накладываются друг на друга результаты различных геологических, физических, гидродинамических и других процессов, действовавших ранее и происходящих во время ее разработки. Поэтому залежь вследствие многообразия процессов, приведших к ее образованию и протекающих при ее разработке, можно изучать во многих аспектах.

Существуют различные науки, как геологические, так и негеологические, которые изучают те или иные из упомянутых выше процессов. Отсюда следует особенность нефтегазопромисловой геологии, заключающаяся в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые методами других наук, и в своих выводах и обобщениях очень часто опирается на закономерности, установленные в рамках других наук.

Например, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате полевых сейсмических исследований. При вскрытии залежи скважинами эти данные могут быть уточнены методами структурной геологии.

Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами физики пласта. Другим источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики, а также результаты гидродинамических исследований скважин. Теоретической основой этих методов являются подземная гидравлика и скважинная геофизика, играющие наиболее важную роль в решении задач нефтегазопромисловой геологии, так как с их помощью получают около 90 % информации, необходимой промысловому геологу.

Обобщая различную информацию об условиях залегания и свойствах нефтегазонасыщенных пород, промысловый геолог очень часто не создает какие-то новые принципы, законы, методы, а в значительной степени опирается на теоретические представления, законы и правила, установленные в рамках смежных наук: тектоники, стратиграфии, петрографии, гидро-

геологии, подземной гидравлики и ряда других. Анализируя и обобщая количественные и качественные данные, современный промысловый геолог широко использует математические методы и ЭВМ, без чего результаты обобщения не могут считаться достаточно надежными.

Таким образом, науки, изучающие залежи нефти и газа в аспектах, отличных от тех, которыми занимается нефтегазопромысловая геология, составляют значительную часть теоретического и методического фундамента нефтегазопромысловой геологии.

Вместе с тем нефтегазопромысловая геология, имея самостоятельный объект — залежь нефти или газа, подготавливаемую к разработке или находящуюся в разработке, т. е. геолого-технологический комплекс, решает и собственные задачи, связанные с созданием методов получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов, о путях движения нефти, газа, воды внутри залежи при ее эксплуатации, о текущих и конечных коэффициентах нефтеотдачи и т. п. Поэтому указанная выше связь нефтегазопромысловой геологии с другими науками не является односторонней.

Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки, способствуя их обогащению и дальнейшему развитию. На промышленно нефтегазоносных площадях всегда бурится большое количество скважин, ведутся отбор и анализ образцов пород, проб жидкостей и газа, проводятся всевозможные наблюдения и исследования. Разнообразные виды исследовательской и производственной деятельности, а также промыслово-геологический научный анализ ее результатов обязательно и в большом количестве доставляют новые факты, служащие для подтверждения и дальнейшего развития взглядов и теорий, составляющих содержание смежных наук. При этом нефтегазопромысловая геология ставит перед смежными науками новые задачи, тем самым в еще большей степени способствуя их развитию. Таковы, например, требования более углубленного петрографического изучения глинистого материала коллекторов, который может менять свой объем при контакте с водой; изучения физико-химических явлений, протекающих на контактах нефти, воды и породы; количественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин и др.

СИСТЕМНО-СТРУКТУРНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ПОНЯТИЕ СИСТЕМЫ В ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений выявил решающую роль фактора неоднородности строения залежей в решении задач нефтегазопромысловой геологии. Марксистско-ленинская философия связывает неоднородность любых объектов со структурной организацией материи, с ее системностью. Именно это явилось причиной появления нового подхода к объектам окружающего мира, который получил название системно-структурного.

В общем случае под *системой* понимается совокупность любых объектов (материальных или идеальных), определенным образом связанных, взаимодействующих друг с другом.

Любой объект как система состоит из некоторого числа меньших объектов, которые, в свою очередь, состоят из еще более мелких объектов. Такая процедура деления может продолжаться глубоко внутрь изучаемого явления. Ее прекращают на уровне, допустимом исходя из требований решаемой задачи.

Если каждый из объектов, образующих систему, по условиям решаемой задачи рассматривается, в свою очередь, состоящим из некоторых частей, т. е. более мелких объектов, то его называют *подсистемой* данной системы. Крупную подсистему, которая включает в себя ряд более мелких подсистем и характеризуется некоторой спецификой, называют *компонентой* системы. При необходимости каждая компонента или подсистема может рассматриваться как самостоятельная система. В этом случае по отношению к ней решаются все те задачи, которые необходимо решить при изучении систем.

Если каждый из объектов, образующих систему или подсистему, рассматривается неделимым ни на какие части, то его называют *элементом* данной системы (подсистемы). Следует четко различать понятия «элемент» и «подсистема». Элемент — это часть системы, рассматриваемая как абсолютно неделимый объект, как символ неделимости. При этом надо иметь в виду, что в общем случае элемент неделим лишь относительно, однако для данной конкретной системы он является (принимается) абсолютно неделимым.

Подсистема есть часть системы, занимающая в ней промежуточное положение: она меньше системы, так как является ее частью, но больше элемента, поскольку объединяет некоторое множество элементов.

Понятия «компонента», «подсистема» и «элемент» являются основой различных возможных представлений системы, о чем подробнее будет сказано в следующем параграфе.

Главной особенностью системы как некоторой совокупности подсистем и элементов является то, что она обладает, по крайней мере, одним таким свойством, которое отсутствует у слагающих ее элементов. Это *эмерджентное*, или специфически системное (интегральное) свойство, которое никаким анализом не может быть выведено из свойств элементов. Например, эмерджентным свойством такой системы как самолет будет способность его к самостоятельному полету. Ни один из его элементов (деталей) в отдельности такой способностью не обладает и никакое раздельное изучение этих деталей не дает информации о том, что если их собрать вместе, придать полученному множеству определенную структуру, то такая совокупность приобретет способность к полету.

Эмерджентные свойства — это проявление целостности системы, которая обуславливается тем, что все ее элементы объединены в неразрывное целое определенными связями и отношениями. Совокупность связей и отношений между элементами называется *структурой* системы. Именно структура определяет эмерджентные свойства системы. И именно существование у систем эмерджентных свойств, оказывающихся весьма важными, в решении многих задач науки и производства, послужило причиной появления и широкого распространения системно-структурного подхода, который открывает путь к изучению таких свойств.

§ 2. ВОЗМОЖНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И ТИПЫ СИСТЕМ В ГЕОЛОГИИ

Возможные представления системы. Любой объект может рассматриваться как система, которая, в свою очередь, может иметь несколько представлений, т. е. любой объект в зависимости от решаемой задачи может быть представлен несколькими видами систем. Покажем это на примере гипотетической линзы терригенного коллектора, сложенной двумя литологическими разностями пород — песчаниками и алевролитами (рис. 1).

Одно из важных представлений системы — *множественное*, когда система рассматривается как некоторое множество объектов. Так, применительно к линзе можно выделить следующие множества материальных объектов.

Прежде всего всю линзу в целом можно рассматривать как множество минеральных зерен, которыми сложены песчаники и алевролиты, и связывающего эти зерна цемента. Последний обуславливает существование совокупности зерен как единого целого, называемого либо песчаником, либо алевролитом. Эмерджентными свойствами такой системы будут, например, ее открытая пористость и проницаемость, обуславливающие возможность накопления в линзе-системе жидкостей и газов и их фильтрации. Очевидно, что минеральные зерна такими свойст-

вами не обладают. Поэтому, чтобы изучить эмерджентные свойства линзы, такие как пористость или проницаемость, линзу следует рассматривать как множество некоторых более крупных, чем минеральные зерна, объектов. В качестве таких объектов выступают образцы горных пород, а вся система-линза теперь рассматривается как множество образцов. Эмерджентным свойством такой системы будет литологическая характеристика породы. Для того чтобы изучить это эмерджентное свойство, нужно представить систему в виде множества объектов, сложенных породами разных литологических типов. В нашем

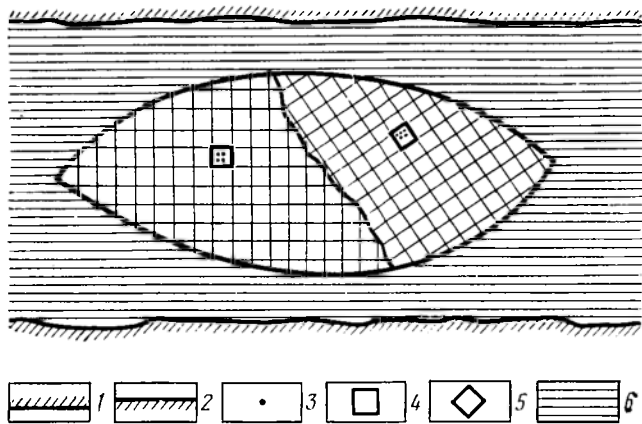


Рис. 1. Линза терригенного коллектора как система.

1 — кровля пласта; 2 — подошва пласта; 3 — минеральное зерно; образцы: 4 — песчаника; 5 — алевролита; 6 — порода-неколлектор

условном примере линза представляет собой множество, состоящее из двух таких объектов, один из которых сложен песчаником, а другой — алевролитом. Таким образом, множественное представление системы может быть построено разными способами в зависимости от относительных размеров объектов, составляющих изучаемое множество.

Возможность расчленения системы на части разных размеров позволяет получить другое весьма важное представление системы, при котором она выступает как некоторая иерархическая упорядоченность. Это представление называется *иерархическим*. Оно основано на понятиях компоненты, подсистемы и элемента. Иерархическое представление позволяет выделить уровни строения системы.

Совокупность подсистем и элементов, принадлежащих одному горизонтальному ряду (уровню), называется иерархическим уровнем (уровнем иерархии) или структурным уровнем.

В нашей гипотетической линзе можно выделить следующие уровни строения: 1) уровень минерального зерна — на этом

уровне вся система-линза выступает как множество элементов — минеральных зерен; 2) уровень образца породы как некоторой совокупности минеральных зерен — изучение образцов дает информацию о литологии линзы, изменении ее пористости, проницаемости и т. п.; на этом уровне вся система-линза может быть мысленно представлена как множество подсистем-образцов; 3) уровень двух различающихся по литологической характеристике частей линзы (песчаники и алевролиты), выступающих в качестве компонент, число которых равно двум; 4) уровень линзы в целом, на котором ее можно рассматривать как нечто целостное, не расчленяющееся на составные части, характеризующееся своими свойствами: формой, размером, ориентировкой в пространстве и т. п. В данном примере первый уровень — уровень элементов, второй — уровень подсистем, третий — уровень компонент и четвертый — уровень системы в целом.

Для решения многих задач нефтегазопромысловой геологии рассмотрения терригенной породы на уровне слагающих ее зерен не требуется. Тогда в нашем примере линзу можно рассматривать как систему, имеющую меньшее число иерархических уровней: в качестве элементов (далее неделимых объектов) будут выступать уже образцы, а в качестве подсистем — компоненты. При иерархическом представлении системы элементы, подсистемы и компоненты выделяются в соответствии с конкретными задачами исследований. При изменении задачи объекты, которые раньше рассматривались как элементы или подсистемы некоторой системы, могут приниматься в качестве систем меньшего масштаба со своей внутренней иерархией, или, наоборот, система в новом исследовании может рассматриваться как элемент некоторой более крупной системы. Так, наша гипотетическая линза при изучении нефтегазоносного пласта в целом может выступать как неделимый элемент этой новой более крупной системы.

Рассмотрение системы в качестве неделимого целого означает возможность еще одного (кроме множественного и иерархического) — *целостного* представления системы. При целостном представлении важным является понятие системного окружения. Деление мира на две части — систему и системное окружение — позволяет охарактеризовать систему некоторым множеством ее внешних связей, т. е. ее внешней структурой.

На каждом иерархическом уровне элементы системы характеризуются каким-то набором свойств. Список этих свойств устанавливается в соответствии с целями, для которых объект рассматривается как система (например, для целей подсчета запасов изучаются свойства из одного списка, для целей проектирования разработки — из другого, причем разные списки могут перекрываться). Свойства элементов любого уровня иерархии можно разделить на три группы: свойства I порядка — те, благодаря которым каждый элемент способствует достиже-

нию основной цели системы; свойства II порядка — нежелательные, вредные, привносимые элементом в систему; свойства III порядка — нейтральные по отношению к основной цели системы, они могут быть использованы, например, для определения свойств I и II порядка через различные корреляции.

Например, если рассматривать линзу как объект, из которого нужно извлечь нефть, то к свойствам I порядка можно отнести пористость и проницаемость пород, так как они способствуют накоплению нефти в системе и обеспечивают возможность ее извлечения. К свойствам II порядка может быть отнесено высокое содержание глинистого цемента, так как глины обладают способностью разбухать в воде, и если понадобится закачивать в линзу воду для поддержания пластового давления и вытеснения нефти водой, то разбухание глины будет существенно понижать эффективность этого мероприятия. Различные геофизические характеристики, которые измеряются в скважинах и в дальнейшем используются для определения пористости, нефтенасыщенности, мощности (толщины) пород и т. п., должны быть отнесены к свойствам III порядка.

Различные свойства системы, ее подсистемы и элементов взаимозависимы, в большей или меньшей степени обуславливают друг друга. Следовательно, любую систему можно рассматривать как совокупность некоторого множества свойств. Это означает, что в качестве объектов, составляющих систему, выступают отдельные свойства ее материальных частей, а в качестве структуры этой системы — совокупность различных связей между ее свойствами. Когда система начинает действовать, свойства элементов проявляются по-разному. Специфическое проявление свойств элементов или подсистем в их внутренних и внешних взаимосвязях в процессе достижения основной цели системы называется *функцией* элемента. В этом случае говорят о функционировании системы. Рассмотрение системы как некоторого множества функций для достижения определенной цели означает ее *функциональное* представление.

Систему можно представить так же как совокупность некоторых состояний объекта, сменяющих друг друга во времени, как совокупность некоторых стадий процесса, протекающего в системе. Это будет *процессуальным* представлением системы. Так, рассматривая гипотетическую линзу как объект разработки, в качестве состояний можно рассматривать различные периоды разработки. Связями между элементами-периодами могут служить, например, такие факты, как начало массового обводнения скважин или смена способа эксплуатации скважин, или какие-то другие характерные изменения в состояниях системы.

Таким образом, любой объект, изучением которого занимается промысловый геолог, может быть представлен как система. При этом в зависимости от точки зрения, с которой он будет изучать этот объект, система может быть представлена

последовательно или одновременно одним из пяти способов: множественным, иерархическим, целостным, функциональным и процессуальным. Соотношения между этими представлениями системы показаны на рис. 2.

Два типа геологических систем. Согласно Ю. А. Косыгину, Ю. А. Воронину и другим исследователям, развивающим системно-структурный подход в геологии, в сложном мире геологических явлений можно выделить два типа систем: статические и динамические. В соответствии с этим выделяются два направления геологических исследований.

К исследованиям первого направления относятся изучение последовательности залегания слоев, формы, размеров, состава, соотношений геологических тел, выделение типов горных пород по их составу и решение других вопросов, связанных с современным состоянием и пространственным расположением геологических объектов. Эти исследования осуществляются с помощью различных пространственных и других построений, при которых геологические объекты представляются неподвижными, не изменяющимися во времени.

Изучаемые геологические объекты в данном случае рассматриваются как статические системы, которые могут иметь лишь множественное, иерархическое, целостное и функциональное представления. Возможность процессуального представления здесь исключена.

Второе направление составляют исследования современных геологических процессов, происходящих «на наших глазах».

Здесь изучаются динамические явления, к которым относятся как современные естественные геологические процессы, так и процессы, обусловленные деятельностью человека. Для промысловой геологии представляют интерес процессы, протекающие при разработке нефтяных и газовых месторождений. Изучаемые геологические объекты в этом случае могут рассматриваться как динамические системы в любом из указанных выше пяти представлений, причем важнейшим будет процессуальное представление, а другие представления будут средой, фоном, на котором развивается функционирование динамической системы.

Каждый из рассмотренных типов геологических систем характеризуется особой, свойственной только ему природой элементов, их отношений и связей (т. е. структурой), особыми принципами исследования, особыми типами моделей. Смещение элементов и структур, относящихся к системам различных

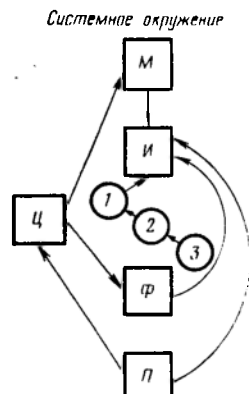


Рис. 2. Связи между возможными представлениями системы. Возможные представления: И — иерархическое, М — множественное, Ф — функциональное, Ц — целостное; 1 — компонента; 2 — подсистема; 3 — элемент

типов, недопустимо. Системы каждого типа должны исследоваться самостоятельно, последовательно.

Таким образом, нефтегазопромысловая геология имеет дело с современными статическими и динамическими системами, в качестве которых выступают месторождения и залежи нефти и газа, подготавливаемые к разработке или разрабатываемые.

§ 3. ОБЪЕКТ И ПРЕДМЕТ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СИСТЕМНО- СТРУКТУРНОГО ПОДХОДА

Как уже было показано, подход к залежам нефти и газа как к объектам народнохозяйственной деятельности обуславливает необходимость их рассмотрения в трех аспектах: в статическом состоянии, в динамическом состоянии и в качестве геологической компоненты ГТК в совокупности с его технической компонентой. С позиций системно-структурного подхода ГТК представляет собой весьма сложную систему. Важнейшей особенностью этой системы является то, что она относится к объектам вещественного тела цивилизации, выступающего в виде различных материальных объектов, процессов и искусственных материалов, создаваемых человеком.

Анализ путей возникновения объектов этой «второй природы» показывает их двойственность — они представляют собой синтез «естественного» и «искусственного». Искусственность этих объектов выражается в том, что они приспособлены человеком к целям своей деятельности, выполняют в этой деятельности определенные функции. Вместе с тем при создании форм «второй природы» человек всегда опирается на естественные, объективные законы внешнего мира. Эти законы — незыблемая основа целеполагающей (в нашем случае — народнохозяйственной) деятельности человека, они определяют границы и возможности «искусственного».

С указанных позиций ГТК представляет собой некоторую область инженерного воздействия на геологическую среду. Структура этой области, представляющей собой материальное «тело» ГТК, складывается из элементов как геологического, так и технического происхождения, слагающих геологическую (естественную) и техническую (искусственную) компоненты ГТК. При этом важно, что элементы геологической подсистемы (их состав, свойства, размеры, положение в пространстве и т. п.) определяют условия, в которых протекает взаимодействие геологических и технических сил. В этих условиях технические характеристики ГТК (т. е. параметры системы разработки залежи нефти и газа) выступают как специфическое проявление его геологических свойств и процессов, происходящих в пределах залежи, подвергающейся воздействию с целью извлечения из нее нефти или газа. Соединение представлений об «естественных» и «искусственных» характеристиках ГТК осу-

шествуется через зависимость между особенностями структуры и функционирования ГТК как сложной системы.

Из сказанного следует, что в существовании, устройстве и функционировании технической компоненты ГТК (совокупности скважин и промысловых сооружений) определяющую роль играет геологическая компонента, структура которой обуславливает строение (т. е. морфологическое и функциональное расчленение), функционирование и организацию технологического процесса в рамках технической компоненты. Вследствие этого структура геологической подсистемы должна обуславливать размещение добывающих и нагнетательных скважин, что, в свою очередь, определяет структуру системы промыслового сбора и транспорта нефти и газа, структуру системы заводнения, а также параметры режима эксплуатации этих систем, выступающих как подсистемы ГТК: забойные давления, давления нагнетания, объемы закачки, отборов и т. п.

Можно также утверждать, что суть процесса функционирования ГТК в целом состоит в направленном изменении структуры геологической компоненты путем развития (изменения) структуры технической компоненты. Определяющей особенностью процесса функционирования ГТК является изменение в процессе разработки залежи ее размеров, взаиморасположения, характера взаимосвязи различных частей залежи — нефте-, газо- и водонасыщенных зон, отдельных пропластков, участков с разными коллекторскими свойствами и т. п. В связи с изменением структуры геологической компоненты происходит изменение структуры и технической компоненты: изменяются число добывающих и нагнетательных скважин, место их расположения, величина забойных давлений и давлений нагнетания и т. п. В конечном счете задача технической компоненты ГТК состоит в том, чтобы перевести геологическую компоненту, имеющую некоторую начальную структуру с исходными значениями и пространственным размещением параметров (мощности, нефтенасыщенности, запасов и т. п.), в желаемое финальное состояние, характеризующееся, например, минимальными неизвлеченными запасами. Решение этой задачи возможно только путем оптимально согласованного создания и изменения структур геологической и технической компонент ГТК. Существование неразрывной связи между компонентами позволяет утверждать, что оптимальность процесса перевода геологической компоненты в желаемое (заданное) финальное состояние зависит от степени соответствия структур обеих компонент. Это соответствие в первую очередь обуславливается полнотой имеющихся знаний о структуре геологической компоненты, способом ее описания и учета при проектировании разработки и реализации проектных решений.

Таким образом, объектом исследования в нефтегазопромысловой геологии служит ГТК, а предметом — строение геологической компоненты и его влияние на функционирование ГТК.

Основные понятия, в рамках которых должно развиваться знание в области нефтегазопромысловой геологии,— «структура» (имеется в виду как структурно-морфологическое, так и структурно-функциональное расчленение геологической и технической компонент), «функция» (т. е. комплекс геолого-физических показателей) и «процесс» (т. е. комплекс технологических показателей и характеристик процесса, совершающегося внутри системы). Этим понятиям соответствуют группы характеристик: морфологические и субстратные свойства элементов подсистем, технико-экономические показатели функционирования ГТК и параметры процесса, протекающего в системе.

§ 4. СТРУКТУРНЫЕ УРОВНИ ОРГАНИЗАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КОМПОНЕНТЫ ГТК ПРИ ЕЕ МНОЖЕСТВЕННОМ ПРЕДСТАВЛЕНИИ

При изучении структуры геологической системы возможны два подхода. При первом можно не учитывать результаты воздействия на нее процесса добычи нефти или газа. В этом случае элементы любого уровня представляют собой естественные геологические тела и могут быть выделены без учета тех свойств, которые важны при подсчете запасов или при разработке залежей (без учета величин пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, свойств нефти или газа и др.).

Однако, как только будет включена техническая компонента ГТК и начнется воздействие на геологическую компоненту, сразу же процесс взаимодействия этих двух подсистем ГТК вскрывает особенности, новые черты, новые отношения как между элементами первичной геологической системы на любом структурном уровне, так и между отдельными частями первоначально представлявшихся однородными, рассматривавшихся неделимыми элементов естественной геологической системы. Так, например, оказывается, что нефтеносные слои, обладающие коллекторскими свойствами, на разных участках имеют неодинаковую нефтенасыщенность (т. е. содержат разное количество нефти), при этом отдельные части слоев характеризуются различной способностью отдавать нефть и т. д. При рассмотрении пласта в этих условиях выясняется, что он состоит из слоев, содержащих разные запасы нефти и различающихся по продуктивности.

Если изменение пористости или проницаемости коллектора в пределах единого слоя, рассматриваемого до начала воздействия на него, происходит плавно и на этом фоне трудно выявить какие-то резкие границы их величин, то техническое воздействие сразу же позволяет обнаружить существование граничных значений пористости (или проницаемости), разделяющих породы на отдающие и не отдающие нефть при данной системе воздействия на пласт.

Из сказанного становится очевидной зависимость иерархи-

ческого представления системы от конечных целей: по одним признакам, имеющим важное значение, например, для решения вопросов литологии, геологическое тело предстает перед исследователем как простое; по другим признакам, используемым для решения задач разработки или подсчета запасов, это же тело оказывается сложным, расчлененным на элементы, различающиеся по характеру поведения в процессе функционирования ГТК.

Для целей промыслово-геологических исследований, проводимых именно в условиях взаимодействия геологической и технической компонент с учетом требований экономики, целесообразно выделить следующие структурные уровни организации геологической компоненты ГТК.

1. Уровень элементарных составляющих горной породы (обломочных зерен, элементов карбонатной породы и т. п.).

2. Уровень, на котором в качестве части системы (отдельного объекта) выступает произвольное геологическое тело — образец горной породы.

3. Уровень, на котором в качестве отдельного объекта выступает ограниченная часть прослоя, сложенная породами-коллекторами или породами-неколлекторами, низко-, средне- или высокопродуктивными коллекторами и т. п.

4. Уровень, на котором в качестве отдельного объекта выступает прослой литологически однотипной породы (песчаника, алевролита, аргиллита, известняка, доломита и т. п.).

5. Уровень, на котором в качестве отдельных объектов выступают такие крупные части продуктивного пласта (горизонта, залежи, эксплуатационного объекта), как водонефтяная, чисто нефтяная части залежи, газовая шапка и т. п. или даже отдельные пласты многопластового эксплуатационного объекта.

6. Уровень, на котором в качестве объекта рассматривается залежь (горизонт, эксплуатационный объект) в целом.

Названным уровням приведенной иерархической организации геологической компоненты ГТК могут быть даны следующие названия: 1-му уровню — ультрамикроразрешение, 2-му — микроуровень, 3-му — мезоуровень, 4-му — макроуровень, 5-му — метауровень, 6-му — мегауровень.

Структурам системы на этих уровнях также могут быть даны соответствующие названия: ультрамикроструктура, микроструктура, мезоструктура, макроструктура и метаструктура. На мегауровне система выступает как единое целое, т. е. ее внутренняя структура во внимание не принимается.

Таково иерархическое представление геологической компоненты ГТК, которое может быть положено в основу ее промыслово-геологического изучения.

Так же как и для геологической, можно выделить те или иные уровни иерархии и для технической компоненты ГТК. При этом следует иметь в виду, что техническая компонента включает в себя ряд подсистем, таких, как подсистема скважин.

В качестве подсистем технической компоненты выступают также системы промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти или газа, технического водоснабжения и т. п.

Один из вариантов расчленения подсистемы скважин на структурные уровни ее организации, которые в определенной степени будут соответствовать приведенной выше иерархии геологической компоненты, может выглядеть следующим образом.

1. Уровень, на котором объектом служит отдельное перфорационное отверстие (соответствует образцу горной породы).

2. Уровень, на котором в качестве объекта выступает группа перфорационных отверстий, вскрывших отдельный прослой.

3. Уровень призабойной зоны скважины, соответствующей пласту или его зональному интервалу.

4. Уровень, на котором в качестве объектов выступают группы скважин с близкими технологическими характеристиками (например, производительностью или приемистостью), расположенные в пределах участков с разной продуктивностью.

5. Уровень участков самостоятельной разработки, на котором в качестве объектов выступают совокупности всех добывающих и нагнетательных скважин отдельных участков.

Подсистема скважин, с одной стороны, выполняет функцию материального носителя связи между геологической и технической компонентами ГТК, а с другой — функцию рабочего органа технической компоненты. Когда подсистема скважин рассматривается как исполнитель первой функции, ее структура должна обуславливаться структурой геологической компоненты. Если совокупность скважин выступает в качестве исполнителя второй функции, то ее структура определяет структуры других технических подсистем. В целом же структуры всех подсистем ГТК находятся в неразрывной взаимозависимости и обуславливают друг друга. Этот факт имеет большое значение с точки зрения разработки принципов организации наблюдений, способов описания ГТК, методов проектирования и т. п.

§ 5. ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КОМПОНЕНТЫ ГТК

Функциональное представление системы есть представление ее как совокупности свойств. Элемент любого иерархического уровня характеризуется многими свойствами. При этом, как утверждает марксистско-ленинская философия, число свойств конкретного материального объекта практически бесконечно. Для решения конкретных задач изучаются не все свойства объекта (что, вообще говоря, и недостижимо), а лишь те, без знания которых решение данной задачи невозможно. Поэтому мы всегда изучаем свойства объекта по некоторому ограниченному списку, соответствующему целям исследований. Так, для подсчета запасов необходимо ориентироваться на один список свойств залежей, а для проектирования разработки — на дру-

гой. Например, знание величин проницаемости пород для определения количества нефти, содержащейся в залежи, не обязательно, а проектирование разработки без учета этого показателя невозможно.

Важно четко представлять себе, что списки свойств, соответствующие цели исследования (например, для проектирования разработки), не могут быть одинаковыми для элементов разных иерархических уровней. Эти списки при переходе с одного уровня иерархии на другой удлиняются.

Так, для целей нефтегазопромысловой геологии минеральное зерно может быть охарактеризовано формой, размером, шероховатостью и т. д. Образец определяется уже гораздо большим числом свойств: к свойствам минеральных зерен добавляются открытая пористость, проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, глинистость и др. К свойствам части прослоя кроме свойств образца можно отнести продуктивность породы, ее гидропроводность. Пласты, горизонты в дополнение ко всем свойствам объектов более низких уровней могут быть охарактеризованы расчлененностью, песчаностью и др.

Любое свойство, появляющееся как новое у элементов более высоких уровней, будет системным (эмерджентным) свойством. Так, агрегированность минеральных зерен порождает такие эмерджентные свойства образца породы, как пористость и проницаемость. В результате объединения слоев различного литологического состава в единое целое, т. е. в нефтегазоносный пласт (горизонт и т. п.), возникают новые свойства — расчлененность и песчаность пласта и т. д.

Сказанное относится к свойствам любого порядка (I, II или III). Так, для образца свойствами I порядка являются пористость и проницаемость, II порядка — глинистость, III порядка — кажущееся удельное электрическое сопротивление породы. На уровне пласта (горизонта и т. п.) к свойствам I порядка относится песчаность, II порядка — расчлененность, а III порядка — кажущееся удельное сопротивление.

При переходе с одного иерархического уровня на другой наблюдается определенная зависимость между характеристиками свойств разных уровней. Поэтому переход с уровня на уровень путем простого переноса замеренных значений невозможен. Осуществление такого перехода требует применения некоторой переходной процедуры.

Так, результаты замеров диаметров зерен на ультрамикроровне, пористости или проницаемости пород на микроуровне, мощности отдельных слоев на мезоуровне и т. д. не могут быть непосредственно перенесены на элементы вышележащих уровней. Чтобы охарактеризовать мощность пласта, нужно просуммировать мощности слагающих его слоев; чтобы охарактеризовать пористость слоя, нужно применить процедуру усреднения: пористость слоя определяется как среднее значение из определений пористости по отдельным образцам.

Развитие идеи о структурных уровнях в строении материальных объектов неотделимо от использования математических методов. При этом существенную роль играет соответствие применяемого математического аппарата уровню, на котором рассматривается объект. При решении задач нефтегазопромысловой геологии весьма эффективными оказываются методы теории вероятностей и математической статистики. Суть этих методов в том, что они позволяют характеризовать два соседних уровня структурной организации залежей нефти и газа, логически безупречно переходить от характеристики объекта на более низком уровне к его характеристике на более высоком уровне. При этом нужно помнить, что вероятностно-статистическими методами изучаются закономерности, которым подчиняются массовые случайные явления.

Если рассматривать залежь нефти (газа) как систему в целостном представлении без расчленения ее на какие-либо части, то ее свойства как целого, с одной стороны, обуславливаются свойствами элементов всех нижележащих уровней. С другой стороны, свойства залежи как целого зависят от общегеологических условий региона, в котором находятся месторождение и конкретная залежь. К таким условиям прежде всего относятся пластовые температура и давление, определяющие физическое состояние и свойства воды, нефти и газа в недрах, возможности их извлечения, характер и интенсивность процессов, которые будут протекать в залежи при ее разработке. При целостном рассмотрении залежи она выступает как единство следующих взаимосвязанных элементов: природного резервуара со специфическими формой и свойствами слагающих резервуар пород; пластовых флюидов, находящихся в определенном состоянии и залегающих в соответствии с формой и свойствами резервуара; термодинамических условий, определяющих состояние и свойства пластовых флюидов.

§ 6. ПРОЦЕССУАЛЬНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КОМПОНЕНТЫ ГТК

При процессуальном представлении залежи нефти или газа как системы в качестве ее элементов следует рассматривать состояния залежи в различные периоды разработки. При этом должны быть установлены отличительные черты, особенности, признаки каждого состояния, проявляющиеся в виде значений динамических показателей процесса, а также связи между состояниями, характеризующие переход от состояния к состоянию и образующие структуру системы в процессуальном представлении. При рассмотрении залежи как единого, неделимого целого при современных взглядах на разработку процессуальное представление складывается на основе деления всего срока разработки залежи на четыре стадии, различающиеся по характеру изменения уровней добычи нефти.

К связям перехода между стадиями прежде всего относятся изменения величин отборов нефти: между первой и второй стадией осуществляется переход от нарастания уровней отбора к их стабилизации в пределах определенного интервала колебаний; между второй и третьей стадией — переход от относительно стабильных к резко снижающимся уровням отбора; наконец, между третьей и четвертой стадией — переход от резкого снижения уровней отбора к замедленным темпам их падения.

Другими связями перехода могут служить изменения характера и темпов обводнения скважин, изменения числа добывающих и нагнетательных скважин, смена способа эксплуатации и т. п.

В зависимости от выбранной связи перехода в качестве состояний будут выступать более или менее длительные периоды разработки. Они могут не совпадать с указанными выше основными стадиями, но будут способствовать их более детальной и глубокой характеристике, что необходимо для эффективного регулирования разработки с целью достижения проектных показателей и выполнения государственного плана добычи нефти.

В данном случае состояния залежи связаны с процессами, характерными для целостного представления ГТК, т. е. для случая рассмотрения его как нерасчлененного целого. Между тем интегральные, целостные характеристики процессов складываются из характеристик процессов, протекающих в разных частях геологической компоненты ГТК (залежи) и на разных уровнях иерархии неодинаково. И эти различия возникают не только потому, что элементы структуры систем на разных уровнях различаются по геолого-физическим характеристикам, но и потому, что эти элементы в рамках системы взаимодействуют. Характер взаимодействия между разными элементами вследствие вариации свойств также будет неодинаковым.

Так, если в лабораторных условиях реализовать процесс фильтрации нефти через отдельные, единичные образцы, то, очевидно, в любом образце, проницаемом в необходимой степени, будет наблюдаться этот процесс.

Если же в лаборатории вместо единичного образца взять набранную из образцов колонку, в которую включен один непроницаемый образец, то какой бы проницаемостью ни характеризовались другие образцы, процесс фильтрации в колонке протекать не будет. Размещение проницаемых элементов в реальном слое горной породы весьма сложное. В связи с этим фильтрационные потоки жидкостей (или газа) в таком слое будут иметь соответственно весьма сложную конфигурацию. И если считать, что на микроуровне (на уровне образца) элемент полностью охвачен процессом фильтрации, то по отношению к элементам мезоуровня (уровня прослоя) этого утверждать нельзя. Характер процесса на этом уровне, очевидно, более сложный и будет еще усложняться при подъеме на следующие уровни иерархии геологической компоненты. В этом яв-

лении многое еще остается неясным, однако, проводя промыслово-геологический анализ разработки нефтяных и газовых месторождений, при переходе с одного иерархического уровня на другой всегда нужно стремиться выявить изменение характера и геометрии процесса фильтрации жидкостей и газов.

§ 7. РОЛЬ СИСТЕМНО-СТРУКТУРНОГО ПОДХОДА

При системно-структурном подходе залежь нефти и газа представляется в виде системы большой сложности с точки зрения числа слагающих ее элементов и подсистем и числа уровней и сторон, с которых эту систему можно и нужно рассматривать. При этом все аспекты системы взаимосвязаны, взаимодействуют и сложным образом влияют на конечные результаты ее функционирования.

Системно-структурный подход означает усиление внимания к организации объекта, к взаимодействию в процессе разработки его частей, которые могут быть выделены при анализе строения объектов и изучении закономерностей происходящей в них фильтрации. Именно в этом суть преодоления ограниченности аналитического и организмического подходов, в рамках которых многие свойства и явления остаются необъясненными, особенно такие, которые возникают как следствие взаимодействия частей, т. е. эмерджентные.

Особенно важную роль играет системно-структурный подход при проектировании и анализе разработки, когда появляется необходимость конструирования определенных систем, требуется предсказание на основании геологических факторов поведения залежи в процессе разработки в течение более или менее длительного отрезка времени. Системно-структурный подход позволяет комплексно учитывать геологические, технические и экономические характеристики систем, разрабатывать и учитывать различные количественные критерии качества проектирования и функционирования систем. При традиционном подходе к изучению геологического строения залежи нефти и газа в конечном счете остается неясным, что нужно изучать, чтобы изучить «геологическое строение» до такой степени, когда можно считать, что «геологическое строение» изучено, и т. д. Системно-структурный подход к объектам нефтегазопромысловой геологии требует изначально осознанного, целенаправленного выделения подсистем и элементов в рамках изучаемого объекта, четкого указания списков признаков, подлежащих учету и изучению, установления способа и характера взаимодействия подсистем и элементов. Реализуя системно-структурный подход, можно совершенно определенно указать, в каком отношении изучаемый объект представляет собой систему; можно сформулировать четкие требования к степени детализации строения, т. е. определить иерархический уровень, на котором нужно изучать и учитывать структуру системы.

ЗАДАЧИ, МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

§ 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Цели нефтегазопромывсловой геологии заключаются в геологическом обосновании наиболее эффективных способов организации народнохозяйственной деятельности по добыче нефти и газа, обеспечению рационального использования и охраны недр и окружающей среды. Эта основная цель достигается путем изучения внутренней структуры залежи нефти и газа и закономерностей ее изменения в процессе разработки. Полученные знания используются для обеспечения оптимального функционирования ГТК.

Основная цель разбивается на ряд компонент, выступающих в виде частных целей нефтегазопромывсловой геологии, к которым относятся: подсчет запасов нефти, газа и конденсата; геологическое обоснование системы разработки нефтяных и газовых месторождений; геологическое обоснование мероприятий по повышению эффективности разработки и нефте-, газо- или конденсатоотдачи; обоснование сети наблюдений в процессе разведки и разработки.

Другой вид компонент основной цели — это некоторые побочные цели, которые направлены на более эффективное достижение основной цели. К ним относятся охрана недр нефтяных и газовых месторождений, геологическое обслуживание процесса бурения скважин, а также внутренние цели нефтегазопромывсловой геологии, такие, как совершенствование собственной методологии и методической базы.

Задачи нефтегазопромывсловой геологии состоят в решении различных вопросов, связанных: с получением информации об объекте исследований; с поисками закономерностей, объединяющих наблюденные разрозненные факты о строении и функционировании залежи в единое целое; с выработкой правил рационального проведения исследований и созданием нормативов, которым должны удовлетворять результаты наблюдений и исследований; с созданием методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований; с оценкой эффективности этих методов в различных геологических условиях и т. д.

Среди этого множества могут быть выделены задачи трех типов: 1) конкретно-научные задачи нефтегазопромывсловой геологии, направленные на объект познания; 2) методические задачи; 3) методологические задачи.

Все множество *конкретно-научных задач*, решение которых направлено на изучение геолого-технического комплекса (его структуры, закономерностей взаимодействия и изменения час-

тей, развития процессов и т. п.), можно подразделить на следующие группы.

1. Изучение состава и свойств горных пород, слагающих продуктивные отложения, как содержащие, так и не содержащие нефть и газ; изучение состава и свойств нефти, газа и воды, геологических и термодинамических условий их залегания. Особое внимание должно уделяться вопросам изменчивости состава, свойств и условий залегания горных пород и насыщающих их флюидов, а также закономерностям, которым эта изменчивость подчиняется.

2. Задачи выделения (на основе решения задач первой группы) естественных геологических тел, определения их формы, размеров, положения в пространстве и т. п. При этом выделяются слои, пласты, горизонты, зоны замещения коллекторов и т. д. Сюда же относятся задачи изучения пликативных, дизъюнктивных и инъективных дислокаций. В общем эта группа объединяет задачи, направленные на выявление первичной структуры залежи или месторождения.

3. Задачи расчленения естественных геологических тел на условные с учетом требований и возможностей техники, технологии и экономики нефтегазодобывающей промышленности. Важнейшими здесь будут задачи установления кондиций и других граничных значений естественных геологических тел (например, для разделения высоко-, средне- и низкопродуктивных пород). В совокупности с задачами второй группы данная группа задач позволяет оценить запасы нефти и газа и их размещение в пространстве залежи. Суть задач данной группы состоит в изучении того, как изменится представление о структуре залежи, если учесть требования и возможности техники, технологии и экономики.

4. Задачи, связанные с построением классификации ГТК по множеству признаков, и в первую очередь по типам внутренних структур залежей и месторождений. Следует подчеркнуть, что имеющиеся многочисленные генетические классификации залежей и месторождений нефти и газа недостаточны для решения задач нефтегазопромысловой геологии. Здесь приобретают первостепенное значение вопросы использования при построении классификаций множества собственно геологопромысловых признаков, раскрытия механизма перестройки структур на разных уровнях иерархии в процессе разработки, явлений переноса свойств вещества с одного уровня на другой, связи структуры и функции, взаимосвязей между различными представлениями системы (множественным, функциональным, процессуальным) и т. п.

5. Задачи, связанные с изучением характера, особенностей, закономерностей взаимосвязи структуры и функции ГТК, т. е. влияния строения и свойств залежи на показатели процесса разработки и характеристику структуры и параметров технической компоненты, а также на показатели эффективности

функционирования ГТК в целом (устойчивость отборов нефти и газа, темпов разработки, себестоимость продукции, конечная нефтеотдача и др.).

Важнейшие задачи здесь — изучение особенностей и характера вытеснения нефти или газа водой в условиях конкретной залежи с ее неоднородностью, свойствами пластовых флюидов и примененной системой разработки; изучение охвата пластов воздействием, путей перемещения нефти, газа и воды в пластах, характера размещения остаточных запасов нефти или газа на каждом новом этапе и т. д.

6. Задачи в области терминологических исследований, направленные на создание единого точного языка нефтегазопромисловой геологии с унифицированными терминами, поддающимися стандартизации.

Цели решения методических задач нефтегазопромисловой геологии — развитие методического вооружения нефтегазопромисловой геологии, т. е. совершенствование старых и создание новых методов решения конкретно-научных промыслово-геологических задач. Множество методических задач, которые приходится решать промысловому геологу, может быть подразделено на следующие группы.

1. Задачи по организации сбора информации на всех стадиях подготовки, проектирования и функционирования ГТК как системы, характеризующейся высокой сложностью. Сюда относятся совершенствование методов проведения наблюдений, решение вопросов определения необходимого и достаточного числа наблюдений, плотности сети и периодичности наблюдений, организации опробования, построения материальных моделей и их использования для получения информации и т. п.

2. Задачи, связанные с развитием новых методов обобщения информации и описания объектов нефтегазопромисловой геологии: словесное описание, описание с помощью различных графических средств (построение схем, профилей, карт, графиков, блок-диаграмм и т. п.), формализованное описание (с помощью средств математики). Другими словами, эта группа задач предусматривает развитие методики построения различных моделей, отображающих отдельные стороны ГТК.

3. Задачи совершенствования методик прогнозирования возможных методов и показателей разработки, подсчета запасов, геологического обоснования проектов и действующих систем разработки, промыслово-геологических методов оценки текущей и конечной нефтегазоотдачи и т. п.

Необходимость решения *методологических задач нефтегазопромисловой геологии*, как и любой другой науки, возникает в связи с тем, что от эпохи к эпохе, от периода к периоду менялись идеалы и нормы познания, способы организации знания, способы научной работы. В наше время развитие науки происходит чрезвычайно быстро, смена или частичная замена представлений осуществляются за очень короткое время. В та-

ких условиях, чтобы не отстать от общих темпов развития науки, необходимо иметь представления о том, на чем основана наука, как строится и перестраивается научное знание. Именно получение ответов на эти вопросы и составляет суть методологии. Методология есть способ осознания устройства науки и методов ее работы. Различают методологию общенаучную и частнонаучную.

Общенаучная методология представляет собой ветвь марксистско-ленинской философии, имеющую не меньшее значение, чем другая ее ветвь — мировоззренческая. Философская методология — это совокупность основных философских выводов, принципов, законов, знание, учет и использование которых должны способствовать повышению эффективности конкретных исследований, правильной их организации, выбору адекватных методов наблюдения и обобщения данных.

Успех специальных исследований зависит от философско-методологических установок ученого и специалиста, которые во многом определяют способы обобщения эмпирического материала и построения научной теории. Стратегию научного поиска значительно легче разрабатывать, опираясь на философские принципы познания мира, общие для всех наук.

Частнонаучная методология — это методология конкретной науки, разрабатываемая путем интерпретации, применения общенаучных методологических принципов к условиям конкретной области знания, а также путем решения специфических узких ее задач. Целью и результатом методологических исследований в этом случае является совершенствование данной конкретной науки как системы знаний. Важнейшая задача частнонаучной методологии состоит в выявлении объекта и предмета конкретной науки, ее целей и задач, методов и средств, в выявлении тенденций развития науки. Именно рассмотрению методологических основ нефтегазопромысловой геологии и посвящен первый раздел настоящего учебника.

Среди методологических задач нефтегазопромысловой геологии необходимо назвать следующие.

1. Оценка эффективности различных методов решения конкретно-научных задач нефтегазопромысловой геологии; анализ возможности и целесообразности применения новых методов и подходов, таких, как моделирование и системно-структурный подход; анализ их связи с традиционными представлениями нефтегазопромысловой геологии.

2. Анализ содержания, сущности промыслово-геологических исследований, места нефтегазопромысловой геологии среди родственных наук; анализ ее функциональной связи, т. е. выяснение, как и с какими науками она связана, как можно использовать опыт других, более развитых наук. Анализ функциональных связей позволяет выявить участие нефтегазопромысловой геологии в процессах дифференциации и интеграции научного знания, ее вклад в общественную практику.

3. Анализ сущности взаимодействия геологии, техники и экономики; определение роли, значимости каждой из этих компонент прикладного научного знания в решении конкретно-научных, методических и социальных вопросов при проведении промыслово-геологических исследований.

В последнее время активизирующая роль методологических исследований в общем прогрессе науки стала особенно очевидной, в связи с чем им стали уделять значительное внимание.

§ 2. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

К источникам первичной информации в нефтегазопромысловой геологии относятся наблюдения, составляющие комплекс исследований разными методами, объединенными общей решаемой задачей. Эти наблюдения начинаются с отбора из скважин образцов пород, проб насыщающих пласты жидкостей и газов, с их анализа минералогическими, геохимическими и другими методами. Кроме того, скважины исследуются методами промысловой геофизики и гидродинамики. Большое значение имеют наблюдения за работой скважин в процессе разработки месторождений.

Изучение керна, шлама, проб нефти, газа и воды в лабораториях с помощью специальных приборов — основной источник прямой информации о геолого-физических свойствах пород и физико-химических свойствах УВ и пластовой воды. Получение этой информации связано с существенными трудностями в связи с тем, что пластовые условия (давление, температура и др.) отличаются от лабораторных и поэтому свойства образцов пород и флюидов, определенные в лабораторных условиях, могут существенно отличаться от тех же свойств в пластовых условиях. Дело осложняется тем, что отбор проб с сохранением пластовых условий весьма затруднителен. В настоящее время существуют герметичные пробоботборники только для пластовых нефтей и вод. Пересчет результатов лабораторного определения свойств пород, газа, воды для пластовых условий пока производится, как правило, с помощью вспомогательных графиков, построенных на основе данных специальных исследований (на это в соответствующих местах учебника указывается специально).

Исследование скважин геофизическими методами осуществляется с целью: 1) изучения геологических разрезов скважин; 2) изучения технического состояния скважин; 3) контроля за изменением характера нефтегазонасыщенности пластов в процессе разработки.

Изучение геологических разрезов скважин — одна из важнейших целей скважинной геофизики. При этом используются электрические, магнитные, радиоактивные, термические, акустические, механические, геохимические и другие методы, основанные на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы. Интенсивность того или иного

поля определяется многими факторами, в первую очередь физическими свойствами горных пород — электрическим сопротивлением, электрохимической активностью, радиоактивностью и т. д.

При геофизических исследованиях скважин результаты фиксируются в виде диаграмм либо производятся точечные замеры различных геофизических параметров: кажущегося электрического сопротивления, потенциалов собственной и вызванной поляризации пород, интенсивности гамма-излучения, плотности тепловых и надтепловых нейтронов, температуры и др. Характер изменения указанных параметров по стволу скважины, регистрируемый на диаграммах, зависит от многих факторов, таких, как литолого-петрографическая характеристика пород, их коллекторские свойства, характер насыщения, продуктивность, и других, представляющих основной интерес при промыслово-геологических исследованиях. Теория геофизических методов и выявленные петрофизические зависимости позволяют производить научно обоснованную интерпретацию результатов исследований. В итоге решаются следующие задачи: 1) расчленение разреза и выявление геофизических реперов; 2) выделение коллекторов и установление их мощности и свойств (пористости, проницаемости, глинистости и т. д.); 3) определение характера насыщения пород — нефтью, газом, водой, и количественная оценка нефтегазонасыщения.

Для изучения технического состояния скважин применяются: 1) инклинометрия — определение углов и азимутов искривления скважин; 2) кавернометрия — установление фактического диаметра скважин; 3) цементометрия — определение высоты подъема, характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с горными породами по данным термического, радиоактивного и акустического методов; 4) притокометрия — выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическим, термическим и радиоактивными методами.

Контроль за изменением характера насыщения пород в результате эксплуатации залежи по данным промысловой геофизики осуществляется на основе исследований различными методами радиоактивного каротажа.

Гидродинамические методы исследования скважин применяются для определения физических свойств и продуктивности коллекторов с целью выявления характера связи дебитов скважин со свойствами пород и обуславливающими их перепадами давления в пласте. Эти связи физически обоснованы и описываются математическими уравнениями, в которые входят физические параметры пласта и некоторые характеристики скважин. Установив на основе гидродинамических исследований фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений, можно решить эти уравнения относительно искомых параметров пластов и скважин.

Кроме того, они позволяют выявлять гидродинамические (литологические) экраны и устанавливать степень активности связи залежи нефти или газа с законтурной областью.

В нефтегазопромысловой геологии применяют три основных метода гидродинамических исследований: 1) восстановления пластового давления (динамического уровня); 2) установившихся отборов; 3) определения взаимодействия (интерференции) скважин.

Наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин являются одним из основных собственно промыслово-геологических методов получения первичной информации. При проведении этих наблюдений в процессе разработки геолог получает данные об изменении дебитов и приемистости скважин, их обводненности и химического состава добываемых вод, пластового давления, состояния фонда скважин и другие, на основании которых осуществляются контроль и регулирование разработки.

Анализ возможностей методов получения первичной информации с позиций системно-структурного подхода показывает, что результаты изучения одного и того же свойства разными методами не одинаковы. Это становится очевидным при рассмотрении месторождения в качестве геологического пространства, в котором надо выделить систему.

Под геологическим пространством понимают часть физического пространства, занятого планетой Земля, а также любую часть этой части физического пространства. Как указывалось в § 3 главы II, при решении задач нефтегазопромысловой геологии исходным принимается подход к залежи нефти или газа как к статической системе, входящей в качестве компоненты в ГТК. Очевидно, что в данном случае геологическое пространство будет статическим.

Статическое геологическое пространство может быть представлено бесконечным или конечным числом точек, в каждой из которых можно изучать бесконечное или конечное число свойств пород и флюидов.

Исследование реального геологического пространства, представленного бесконечным числом точек, каждой из которых присуще бесконечно большое число свойств, — одна из задач нефтегазопромысловой геологии. Изучить это пространство путем непосредственных наблюдений невозможно, потому что сплошное обследование всего бесконечного множества точек по бесконечному списку свойств практически невозможно. Именно поэтому число точек наблюдения и список изучаемых свойств на практике всегда ограничены, и при решении задач нефтегазопромысловой геологии оперируют с геологическим пространством, представленным конечным множеством точек, каждая из которых охарактеризована свойствами из некоторого определенного списка, отвечающего решаемой задаче. Отсюда возникает необ-

ходимость введения понятий «формальная точка» и «формальное статическое геологическое пространство».

Если в точке измерены значения свойств из заданного списка, указаны методы и точность измерения этих свойств, такую точку называют формальной. Конечное множество формальных точек называют формальным статическим геологическим пространством.

Очевидно, что в реальном геологическом пространстве может быть построено сколько угодно формальных пространств, различающихся расположением точек наблюдения, формой их сети (прямоугольная, треугольная, профильная, трех-, пяти-, семиточечная, рядная или произвольная) и заданными списками свойств. Так, пространство, построенное по данным малого числа разведочных скважин, будет иным, чем пространство, построенное по данным большого числа добывающих скважин.

Не менее важной причиной получения различающихся формальных пространств является и то, что результаты изучения одного и того же свойства разными методами (из охарактеризованных выше) будут неодинаковыми, так как значения признака разными методами определяются для разных объемов пород, т. е. по существу соответствуют разным структурным уровням организации изучаемого объекта.

Например, при определении проницаемости по керну объем цилиндра, вытачиваемого из породы, как это предусматривается методикой, длиной 3 см и диаметром 2 см составляет $9 \cdot 10^{-6}$ м³. В той же скважине объем зоны влияния при геофизических исследованиях пласта мощностью h , например, равной 10 м, составит: $(\pi D^2 h)/4 = (3,14 \cdot 7,5^2 \cdot 10)/4 \approx 4,4 \cdot 10^2$ м³, где $D = 7,5$ м — диаметр зоны исследования зондом максимальной длины.

Радиус «зоны освещенности» R вокруг этой скважины, исследованной методом восстановления давления, определяется по формуле $R = 1,5 \sqrt{\kappa t}$, где κ — пьезопроводность пласта; t — время исследования. При снятии кривой восстановления давления в пласте с $\kappa = 1000$ см²/с в течение 8 ч радиус «зоны освещенности» исследованием составит 250 м, и при $h = 10$ м объем пород, к которому относится конечный результат исследования, составит $\pi R^2 h = 3,14 \cdot 250^2 \cdot 10 \approx 2 \cdot 10^6$ м³.

Из этого примера видно, насколько велика разница между размерами частей геологического пространства, освещаемых разными методами. Следовательно, понятие «формальная точка» тесно связано с методами измерения свойств геологического пространства.

Очевидно, разные методы будут давать информацию о свойствах изучаемого объекта на разных структурных уровнях его организации. Чем больше освещаемый объем, тем выше структурный уровень: образец несет информацию с микроуровня, геофизические методы — с мезоуровня и гидродинамические —

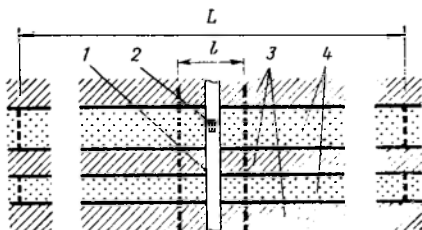
с макроуровня. В то же время структурная организация геологического пространства требует проведения исследований, несущих информацию о разных его объемах. Это всегда нужно иметь в виду при организации наблюдений и интерпретации их результатов.

Формальные точки, образующие формальное геологическое пространство, в нефтегазопромысловой геологии в большинстве случаев приурочены к скважинам. Схема соотношения формальных точек, возникающих в связи с различиями объемов пород, освещаемых разными методами исследования в одной скважине, показана на рис. 3.

Таким образом, в распоряжении промыслового геолога могут находиться разные формальные геологические пространства,

Рис. 3. Соотношение формальных точек при разных методах опробования пласта в одной скважине

1 — скважина; 2 — образец пород, поднимаемый из скважины; 3 — породы-неколлекторы; 4 — породы-коллекторы; границы области воздействия методов исследования: l — геофизических и гидродинамических при стационарных режимах, L — гидродинамических при нестационарных режимах



интерпретация которых обязательно дает более или менее разные результаты. Поэтому важную роль играет выбор мест расположения точек наблюдения и методов измерения изучаемых свойств. Во многих случаях для эффективного изучения системы в динамическом состоянии, например при контроле пластового давления, необходимо также устанавливать периодичность наблюдений или измерений.

§ 3. СРЕДСТВА ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

Эмпирические средства нефтегазопромыволой геологии включают в первую очередь скважины, а затем различные инструменты, приборы и лабораторные установки. Среди этих средств следует назвать колонковые долота для отбора керна, боковые сверлящие и стреляющие грунтоносы, пластовые пробоотборники и опробователи пластов, различные геофизические зонды, инклинометры, глубинные манометры, дебитометры и расходомеры, лабораторные установки для определения геолого-физических свойств пород и физико-химических свойств флюидов.

Материальное моделирование является важным средством получения косвенной информации с помощью специально создаваемых в лабораторных условиях моделей пластов и протекающих в них процессов. Например, модель пласта в виде металлической трубы, заполненной песком, насыщенным

нефтью, широко применяется для изучения процессов сжигания нефти методом создания внутрипластового очага горения. Она позволяет измерять и регулировать параметры процесса, изучать условия его устойчивости, устанавливать конечные результаты, которые затем с соблюдением требований теории подобия могут быть перенесены на реальные пласты.

Другой вид материальных моделей — натуральная модель. В этом случае для решения задачи, связанной со слабоизученным объектом, используются аналоги — хорошо изученные природные объекты, процессы или явления.

Метод натурального моделирования широко применяется, например, при внедрении новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Прежде чем внедрить тот или иной метод в промышленных масштабах, его испытывают на небольшом опытном участке, где проверяется эффективность метода и отрабатывается технология его применения. Опытный участок выбирается таким образом, чтобы промыслово-геологическая характеристика пласта в пределах участка была типичной в целом для пласта (или группы идентичных пластов). В этом случае часть нефтегазоносного пласта в пределах участка выступает как натурная модель, являясь природным аналогом объектов, на которых предполагается применение испытываемого метода.

Производственный эксперимент — это эксперимент, проводимый в процессе разработки залежи, поставленный так, чтобы отвечать требованиям теории подобия и конкретным задачам добычи нефти или газа. В процессе производственного эксперимента источником необходимой информации служит сам эксплуатируемый объект. Так, на Ромашкинском месторождении проводились промысловые эксперименты по ускорению создания сплошного фронта заводнения на линии нагнетания воды; на Бавлинском месторождении осуществлен эксперимент по разрежению сетки добывающих скважин в 2 раза по сравнению с запроектированной плотностью с целью изучения влияния плотности сетки на величины текущих отборов и конечной нефтеотдачи.

Наблюдения, проводимые по скважинам в процессе эксплуатации залежей и месторождений, также являются важным и обильным источником информации о структуре залежи и протекающих в ней процессах. Больше того, именно в процессе эксплуатации наиболее отчетливо проявляется структура геологической компоненты ГТК, в результате чего поступает именно та информация, которая нужна для оценки степени соответствия структур геологической и технической подсистем, а также для оценки эффективности системы разработки.

§ 4. МЕТОДЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА И ОБОБЩЕНИЯ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Обобщение информации может происходить как на эмпирическом, так и на теоретическом уровне. Как уже отмечалось, нефтегазопромысловая геология тесно связана с целым рядом наук, изучающих месторождения нефти и газа. Поэтому теоретические методы нефтегазопромысловой геологии в значительной мере используют теоретические положения смежных геологических и технических наук, таких, как тектоника, стратиграфия, петрография, геохимия, подземная гидромеханика, физика пласта и другие, а также отраслевой экономики, позволяющие устанавливать свойства элементов геологической компоненты на разных иерархических уровнях, определять их границы, связи и т. п., прогнозировать процессы, а также решать другие задачи исследовательского характера. Вместе с тем недостаточное развитие теоретических методов геологии вообще и нефтегазопромысловой геологии в частности вызывает преимущественное использование эмпирических зависимостей. Поэтому основным методом обобщения эмпирического материала в нефтегазопромысловой геологии служит метод моделирования.

Реальное геологическое пространство, которое и представляет интерес для геолога, содержит бесконечное множество точек, т. е. является непрерывным. На практике же получают формальное геологическое пространство, представленное как конечное множество точек, т. е. дискретное. При решении любой практической задачи необходимо знать, какие значения имеют свойства вещества или характеристики процесса в любой точке реального геологического пространства, а не только в формальных точках. Поэтому формальное пространство является неполноопределенным.

Неполноопределенное дискретное формальное пространство используется для построения непрерывного геологического пространства, в котором значения представляющих интерес признаков каким-либо способом (например, путем интерполяции, экстраполяции, корреляции и т. п.) определены для каждой точки. Такое пространство будет полноопределенным. Переход от неполноопределенного пространства к полноопределенному есть процедура построения *модели* реального геологического пространства.

Советский философ В. А. Штофф дает следующее определение модели: под моделью понимается такая мысленно представляемая или материально реализованная система, которая, отображая или воспроизводя объект исследования, способна замещать его так, что ее изучение дает новую информацию об этом объекте.

Из этого определения следует, что все модели могут быть разделены на материальные (или вещественные) и мысленные (т. е. идеальные, воображаемые, умозрительные).

Мысленные модели широко применяются в таких процессах познания, которые без моделей вообще невозможны. К их числу относится процесс интерпретации, рассматриваемый как истолкование наблюдений, экспериментальных данных. Процесс изучения залежей нефти и газа относится именно к таким процессам интерпретации результатов наблюдений, когда на основе определенных теоретических или гипотетических представлений осуществляется мысленное построение системы, которая воспроизводит структуру изучаемой залежи или протекающего в ней процесса. Создавая постепенно и последовательно мысленные образы, отражающие различные стороны и свойства изучаемого объекта или процесса, геолог воплощает их в виде различных профильных разрезов, схем, карт, таблиц значений различных параметров, зависимостей между ними и т. п. Следует четко представлять себе, что эти материальные воплощения мысленных образов — не материальные модели, они представляют собой лишь способ, форму записи мысленных модельных представлений.

Из определения модели следует, что она должна выполнять две функции: описательную и предсказательную. В первой функции модель служит средством обобщения и анализа исходной информации с целью получения представления о текущем состоянии залежи, т. е. о ее свойствах, строении, характеристиках процесса и т. п. Так, например, свойства нефтегазонасного пласта могут быть описаны несколькими способами.

Первый способ описания состоит в том, что по данным наблюдений в точках формального геологического пространства вычисляются средние по объекту в целом значения свойств. В этом случае не выясняется, как изменяются значения свойств внутри пласта. Такой способ обобщения информации не дает возможности изучить структуру объекта, т. е. его внутреннее устройство. Он применим в случае, когда объект рассматривается как элемент некоторой системы или подсистемы.

Второй способ описания заключается в том, что, зная значения свойств для некоторого дискретного ряда точек внутри пласта, описывают изменения значений свойств внутри него. Для этого строятся карты в изолиниях изучаемых свойств методом равномерной интерполяции так, как строится, например, структурная карта.

Третий способ отличается от второго тем, что для описания закономерностей изменения свойств внутри объекта используется не линейная интерполяция, а математические функции различной сложности, такие, как полиномы различных степеней, случайные функции, сплайн-функции и др. В большинстве случаев модель при таком описании также выступает в виде карты в изолиниях.

Наконец, четвертый способ состоит в применении для описания состава изучаемого объекта методов теории вероятностей

и математической статистики — теории распределений, корреляционно-регрессионного анализа и др.

Математическое моделирование — разновидность мысленного моделирования залежей. Применение упомянутых выше линейной интерполяции, других функций различной сложности, вероятностно-статистических методов означает применение математического моделирования. Математика дает в руки промышленного геолога абстрактную структуру, пригодную для создания модели того или иного реального объекта. Превращение математической структуры в модель геологического явления или процесса происходит тогда, когда элементам этой структуры (абстрактным математическим объектам) дается геологическое истолкование, когда устанавливается соответствие между элементами математической структуры и экспериментально установленными свойствами залежи.

Графическое моделирование — другая разновидность мысленного моделирования. К основным способам графического моделирования в нефтегазопромысловой геологии относится составление детальных корреляционных схем, детальных геологических разрезов (профилей), различных карт в изолиниях или в условных обозначениях, блок-диаграмм, графиков и других графических документов.

Корреляционная схема является результатом (и средством) сопоставления разрезов скважин, их детальной корреляции, позволяющей достаточно надежно устанавливать последовательность залегания пород, выделять в разрезах различных скважин одни и те же пласты. Использование корреляционных схем позволяет составлять детальные профильные разрезы продуктивных отложений, более точные структурные карты, прослеживать изменения их мощности, литологического состава, водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов и решать ряд других задач, связанных с анализом и регулированием разработки.

Геологические профили представляют собой вертикальные сечения продуктивных отложений и используются для отображения геологического строения структуры залежей и условий залегания нефти и газа.

Карты в изолиниях позволяют изобразить графически форму и пространственное размещение различных свойств нефтегазодержащих пород. Сюда относятся структурные карты, карты изопахит и др. Следует иметь в виду, что метод изолиний относится к одной из форм математического моделирования.

Карты в условных обозначениях позволяют наглядно отобразить внутреннюю структуру залежи, соотношение, размеры, взаиморасположение геологических тел — элементов разного уровня, сложенных разными типами или литологическими разновидностями пород, характеризующихся неодинаковыми значениями коллекторских свойств и других геолого-физических характеристик.

тик, продуктивности и т. п. С помощью таких карт можно следить за течением процессов разработки, отображая, например, процесс обводнения на картах, составляемых на разные даты.

В ряде случаев пространственное представление о строении залежи нефти и газа целесообразно отобразить с помощью объемных графиков, называемых блок-диаграммами.

К числу графических методов моделирования процессов следует также отнести различные графики, характеризующие изменение во времени технологических характеристик — числа добывающих и нагнетательных скважин; текущих и накопленных отборов нефти, газа, воды; пластового давления и т. п. Совокупность этих графиков представляет собой документ, который в целом называется графиком разработки.

Охарактеризованные выше методы моделирования позволяют реализовать не только описательную, но и предсказательную функцию моделей. Так, математическое описание процесса разработки с помощью уравнений подземной гидрогазомеханики позволяет предсказывать сроки начала обводнения скважин, характер изменения пластового давления, величину конечного коэффициента извлечения газа; изучение статистическими методами зависимостей между величиной конечного коэффициента извлечения нефти, свойствами коллекторов и характеристиками системы разработки по выработанным залежам или участкам позволяет прогнозировать величину конечного коэффициента извлечения нефти по аналогичным разрабатываемым залежам и т. п.

Методика составления названных выше и других графических документов описана далее в соответствующих местах учебника. Вопросы математического моделирования залежей нефти и газа с применением ЭВМ подробно рассмотрены в специальном учебном пособии [6].

Раздел второй

ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ

Глава IV

ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ И СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Породы-коллекторы и неколекторы. При решении конкретно-научных задач нефтегазопромысловой геологии одна из исходных задач — изучение внутреннего строения залежи нефти или газа. Суть этой задачи сводится к выделению в объеме залежи геологических тел, сложенных породами-коллекторами и породами-неколекторами, а затем к выделению в объеме, занятом породами-коллекторами, геологических тел, различающихся значениями основных геологопромысловых свойств — пористости, проницаемости, продуктивности и т. п. Другими словами, в статическом геологическом пространстве необходимо выделить некоторую систему на основе списка свойств, соответствующего цели исследования, и выявить структуру этой системы. При этом, поскольку речь идет о геологических телах, сложенных горными породами, изучение строения залежи должно проводиться на уровне мезо-, макро- и метаструктуры.

При отнесении породы к коллекторам или неколекторам необходимо исходить из возможности движения нефти или газа в ее поровом пространстве. *Коллектором* называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве. Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой. Выше ВНК (ГВК) коллектор нефтенасыщен (газонасыщен), ниже — водонасыщен. Порода-коллектор водонасыщена за внешним контуром нефтеносности, нефтенасыщена во внутреннем контуре нефтеносности, газонасыщена во внутреннем контуре газонасыщенности.

Как показывает практика, не все породы-коллекторы, содержащие физически подвижную нефть, отдают ее при существующих в настоящее время технологии и системах разработки. В связи с этим коллекторы делят на продуктивные и непродуктивные, т. е. отдающие и не отдающие нефть или газ при современных системах разработки.

Породы, характеризующиеся такими геолого-физическими свойствами, при которых движение нефти или газа в них физически невозможно, называются *неколлекторами*. Такие породы нередко тоже могут содержать нефть в рассеянном состоянии, однако в данном случае нефтенасыщение носит остаточный характер.

Внутреннее строение залежи, изучаемое нефтегазопромисловой геологией, определяется различным размещением неколлекторов, продуктивных и непродуктивных коллекторов, а также коллекторов с разными геолого-физическими свойствами как в разрезе, так и по площади залежи. Очевидно, что для изучения внутреннего строения (структуры) залежи необходимо прежде всего определить виды и положение различных границ внутри нее.

Понятие и виды геологических границ. Выявление внутреннего строения залежи по данным измерений, наблюдений и определений представляет собой задачу построения модели структуры залежи. Важный этап в решении этой задачи — проведение геологических границ. До их проведения формальное геологическое пространство остается неполноопределенным, т. е. значения тех или иных признаков известны лишь в отдельных точках — пунктах наблюдения. Проведение границ означает разделение пространства на области, в отношении которых делается допущение (считается, принимается), что внутри них значения признаков известны для любой точки. В результате пространство становится полноопределенным.

Согласно Ю. А. Косыгину, геологическая граница — это некоторая поверхность в трехмерном пространстве (линия или точка соответственно в двумерном или одномерном пространстве), проведенная в результате определенной однозначной процедуры. Следовательно, геологические границы различаются по процедуре выделения. По геологической природе они могут быть литологическими, геофизическими, биостратиграфическими и т. п., т. е. по геологической природе может быть выделено столько границ, сколько свойств изучается в соответствии с заданным списком. Кроме того, границы различаются по мерности: двумерные (поверхность в объеме залежи), одномерные (линии на картах, схемах и геологических разрезах) и нуль-мерные (точки на разрезах скважин).

По процедуре выделения различают границы резкостные, дизъюнктивные, условные и произвольные.

К *резкостным* границам относятся естественные геологические границы, которые отмечаются по резкой смене физических свойств, петрографической структуры, характера насыщения пород и т. п. Таковы, например, поверхности напластования, разделяющие в разрезе коллекторы и неколлекторы, контуры нефте- и газоносности и т. п.

Дизъюнктивными являются естественные геологические границы, связанные с разрывом сплошности геологического про-

странства. Эти границы могут сочетаться с резкостными и условными (например, нарушенная резкостная или условная граница). Дизъюнктивные границы представляют собой тектонический контакт в виде поверхности, линии или точки. При переходе через такую границу свойства пород могут резко меняться, если в результате сильного смещения контактирующими через границу оказываются слои разного литологического состава. Однако резких изменений свойств может и не быть, если, например, дизъюнктивная граница представлена трещиной с небольшим смещением или вообще без смещения.

Условные геологические границы не относятся к естественным, хотя они выделяются с учетом распределения свойств пород в пространстве. Условные границы представляют собой поверхности, линии или точки, на которых отдельные свойства из заданного списка принимают некоторые фиксированные значения. Такими значениями будут, например, кондиционные значения пористости или проницаемости, которые разделяют нефтенасыщенные породы на продуктивные и непродуктивные коллекторы.

Произвольные границы не связаны с распределением свойств пород. Их положение в пространстве зависит только от поставленных задач, обусловлено соображениями удобства, экономической целесообразности и т. п. Например, многие свойства коллекторов нефти и газа определяются по керну, поверхность которого может рассматриваться как произвольная геологическая граница. К этому типу могут быть отнесены границы категорий запасов, которые не приурочиваются к каким-либо естественным или условным границам, а проводятся по скважинам, и границы опытных и других участков залежи, выделяемых при анализе разработки.

Простые и сложные геологические тела. Часть геологического пространства, ограниченная геологическими границами, называется *геологическим телом*. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы.

Геологические тела, внутри которых по выбранному списку свойств нельзя провести ни одной естественной или условной границы, называются *простыми*, а тела, внутри которых можно провести хотя бы одну такую границу, — *сложными*. Тело, среди границ которого имеются и условные, называется *условным* геологическим телом. При рассмотрении сложного тела как системы составляющие его неусловные, условные, а также произвольные простые тела выступают как элементы системы.

Таким образом, залежь нефти или газа в целом представляет собой геологическое тело высокой сложности, внутри которого выделяются геологические тела низших уровней структурной организации, ограничиваемые как естественными (резкостными и дизъюнктивными), так и условными и произвольными границами, проводимыми в соответствии с геолого-техническими требованиями разработки и эксплуатации скважин и пластов.

§ 2. РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

При расчленении продуктивной части разреза скважины выделяются слои различного литологического состава, описываются их свойства, устанавливается последовательность их залегания, а также определяются коллекторы и непроницаемые разделы между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, добывающие, нагнетательные и др.). Данные геофизических исследований увязываются с данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна), с данными опробования специально выделяемых интервалов на приток с целью установления характера насыщения коллекторов (нефтью, газом или водой) и с результатами исследования скважин гидродинамическими методами.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки геофизического метода и общей геофизической характеристики района. В районе с известным разрезом при выделении коллекторов производят сопоставление каротажной диаграммы с типовым геолого-геофизическим разрезом и диаграммами соседних ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Выделению коллекторов по геофизическим данным способствует ряд объективных признаков. К основным из них относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых, интерпретация которых наиболее достоверна при выделении коллекторов по комплексу геофизических и геологических исследований, включая отбор керна разными способами и промысловые исследования скважин. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении коллекторов и неколекторов в разрезе залежи. Это связано с низким процентом выноса керна, что обусловлено несовершенством колонковых долот, в результате чего на поверхность выносятся преимущественно крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильнотрещиноватые разности, как правило, не выносятся. Кроме того, при отборе керна с помощью колонкового долота длина полученного керна обычно меньше длины интервала проходки (составляет 30—40 %), что затрудняет точную привязку керна к глубинам.

Выделение коллекторов в песчано-глинистом (терригенном) и карбонатном разрезах имеет свои особенности. Если разрез сложен часто чередующимися песчано-глинистыми и карбонатными породами, задача выделения коллекторов осложняется.

Песчаные и алевролитовые (слабосцементированные неглинистые) коллекторы в *терригенных разрезах* выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы. Против чистых (слабоглинистых) коллекторов наблюдаются: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная гамма-активность по кривой ГК (при отсутствии в пласте радиоактивных минералов — также сужение диаметра скважины по кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины). Для разделения малопористых плотных песчано-алевролитовых и слабосцементированных коллекторов проводят дополнительные геофизические исследования, из которых наиболее эффективны электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Присутствие глинистого материала в породе-коллекторе (в виде отдельных включений цемента и прослоев) влияет на величину ее удельного сопротивления, амплитуду отклонений кривой ПС, радиоактивные, акустические и другие геофизические показатели. Поэтому принято выделять группу глинистых коллекторов. Их распознавание по материалам промысловой геофизики производится на основании количественного анализа комплекса данных различных видов каротажа: амплитуды кривой ПС, удельных сопротивлений, кавернограмм, кривых микрокаротажа, гамма-каротажной кривой с учетом данных керна.

Выделяя коллекторы в *карбонатном разрезе* следует иметь в виду, что в зависимости от структуры пустотного пространства и условий фильтрации жидкостей и газов карбонатные породы (известняки и доломиты) разделяют на поровые, трещиноватые, кавернозные и смешанные. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно. По керну не всегда удается получить правильное представление о типе породы, так как трещиноватые и кавернозные породы обычно разрушаются при бурении. Для выделения трещиноватых и кавернозных коллекторов могут быть использованы данные о прекращении циркуляции бурового раствора, о повышенной скорости проходки, о провале бурового инструмента. Эти данные служат косвенными и не всегда достаточно надежными показателями.

Петрофизические свойства порового карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выделении среди последних высокопористых разностей. В разрезе, представленном тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, наиболее надежные результаты могут быть получены по данным микрозондирования.

Коллекторы трещинного, кавернового и смешанного типов на геофизических диаграммах не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины с помощью

обычного комплекса геофизических исследований связано с большими трудностями (рис. 4). Поэтому для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород и оценки их коллекторских свойств разработаны специальные методы геофизических исследований и их интерпретации: комплексное изучение разреза геофизическими методами путем сопоставления и качественного анализа данных электротри, ней-

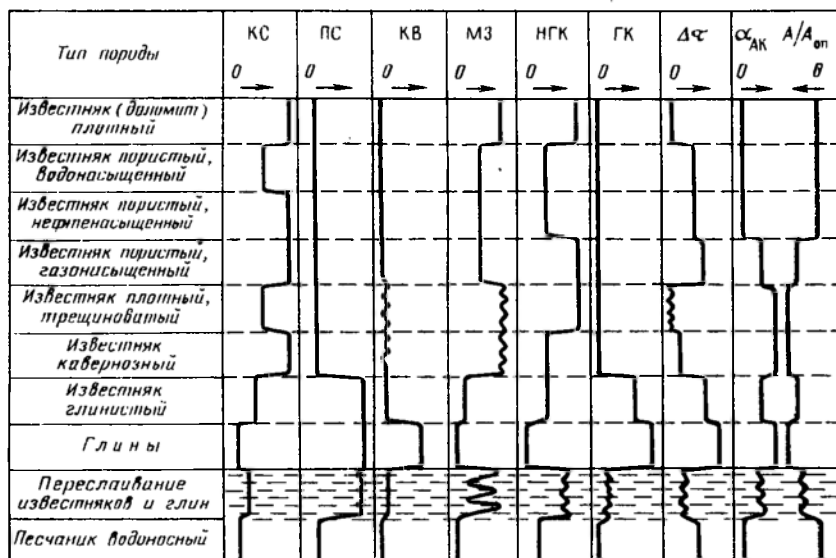


Рис. 4. Схематическое изображение комплекса геофизических кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения (по С. С. Итенбергу).

Кривые: КС — кажущихся сопротивлений; ПС — потенциалов собственной поляризации; КВ — изменения диаметра скважин (кавернограмма); МЗ — микрозондирования; НГК — нейтронного гамма-каротажа; ГК — гамма-каротажа; Δt — интервальное время пробега волны; α_{АК} — амплитудный коэффициент поглощения. A/A_{оп} — относительная амплитуда колебаний

тронного каротажа и результатов анализа керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и акустического каротажа и др.

Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта (продуктивного горизонта, толщи) в зависимости от литологического состава пород, слагающих разрез, мощностей отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий методы, наиболее информативные в данных конкретных условиях.

На рис. 5 приведены типичные кривые различных геофизических методов, позволяющих выделять *интервалы пород-коллекторов* в разрезах скважин:

1 — метод сопротивлений — по расхождению кривых кажущихся сопротивлений (ρ_k) зондов малого и большого размера;

2 — метод микрозондов (МЗ) — по положительному приращению микропотенциал-зонда (МПЗ) над микроградиент-зондом (МГЗ): $\Delta\rho_{кмз} = \rho_{кмз} - \rho_{кмгз}$;

3 — метод потенциалов собственной поляризации (СП) — по отрицательной аномалии $\Delta U_{СП}$;

4 — метод естественного гамма-излучения (ГМ) — по низким значениям I_γ ;

5 — гамма-гамма метод (ГГМ) — по повышенным значениям $I_{\gamma\gamma}$;

6 — метод изотопов — по повышенным значениям I_γ , и в сравнении с фоновыми значениями после закачки изотопов;

7—11 — нейтронные и нейтронные гамма-методы (ННМ и НГМ) — по понижающимся значениям $I_{n, \tau}$, $I_{n, n}$, $I_{n, \gamma}$ (карбонатные коллекторы); при высокой минерализации вод по хлору коллекторы могут выделяться повышенными значениями $I_{n, \gamma}$ и пониженными значениями $I_{n, \tau}$, измеренными зондами разного размера (L и L_n);

12 — метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) — по повышенному значению $I_{ЯМР}$;

13 — ультразвуковой метод — по достаточно высоким значениям интервального времени пробега волны $\Delta\tau_n$;

14 — метод кавернометрии — по увеличению толщины глинистой корки (сужению диаметра ствола скважины d_c по сравнению с номинальным ее диаметром d_n);

15 — метод продолжительности проходки — по низким значениям $\tau_{пр}$.

Определение литологического состава *пород-неколлекторов* по промыслово-геофизическим данным основывается на следующих геофизических признаках.

Глины обычно характеризуются:

низкими значениями ρ_k , которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;

положительными аномалиями $\Delta U_{СП}$ (кривая занимает крайнее правое положение);

совмещением значений $\rho_{кмгз}$ и $\rho_{кмз}$, примерно равных сопротивлению промывочной жидкости (глинистого раствора ρ_p): $\rho_{кмгз} = \rho_{кмз} = \rho_p$ (кривые почти сливаются);

высокими значениями I_γ ;

высокими значениями $I_{\gamma\gamma}$, снижающимися в более плотных разностях;

низкими показаниями $I_{n, \gamma}$ и I_n ;

максимальными значениями $\Delta\tau_n$;

увеличением d_c по сравнению с d_n ;

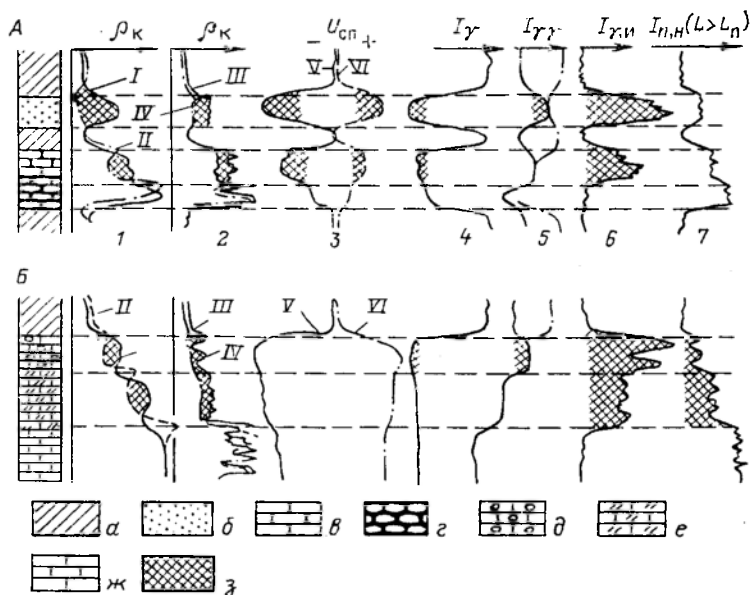
ростом величины геотермического градиента G .

Глинистые сланцы характеризуются более высокими, чем у глин, значениями ρ_k , I_γ , $I_{n\gamma}$; большими показаниями $\Delta U_{сп}$; более низкими значениями $I_{\gamma\gamma}$ и $\Delta\tau_n$; незначительным увеличением d_c или номинальным его значением.

Песчаники характеризуются:

широким диапазоном изменения ρ_k ; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения ρ_k ; для водонасыщенных — низкие;

отрицательными аномалиями $\Delta U_{сп}$, сокращающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;



более высокими, чем у глин, значениями $\rho_{кмз}$, при этом $\rho_{кмпз} > \rho_{кмгз}$ (кривые расходятся);

низкими значениями I_γ , повышающимися против глинистых полимиктовых и глауконитовых песчаников;

понижением значений $I_{\gamma\gamma}$ и $\Delta\tau_n$ с уменьшением пористости и возрастом их с увеличением глинистости;

широким диапазоном изменений $I_{n\gamma}$ и I_n в зависимости от пористости, степени цементации и характера насыщения;

уменьшением величины d_c вследствие образования глинистой корки.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

широким диапазоном изменения ρ_k в зависимости от типа и величины пористости, характера насыщения; нефтегазонасы-

щенные породы имеют более высокие значения ρ_k , чем водонасыщенные;

отрицательными амплитудами $\Delta U_{СП}$, уменьшающимися при увеличении глинистости;

низкими значениями I_γ , возрастающими с увеличением глинистости;

низкими значениями $I_{\gamma\gamma}$, возрастающими с увеличением пористости пород;

широким диапазоном изменения $I_{n\gamma}$ и I_n в зависимости от пористости, плотности пород и характера их насыщения;

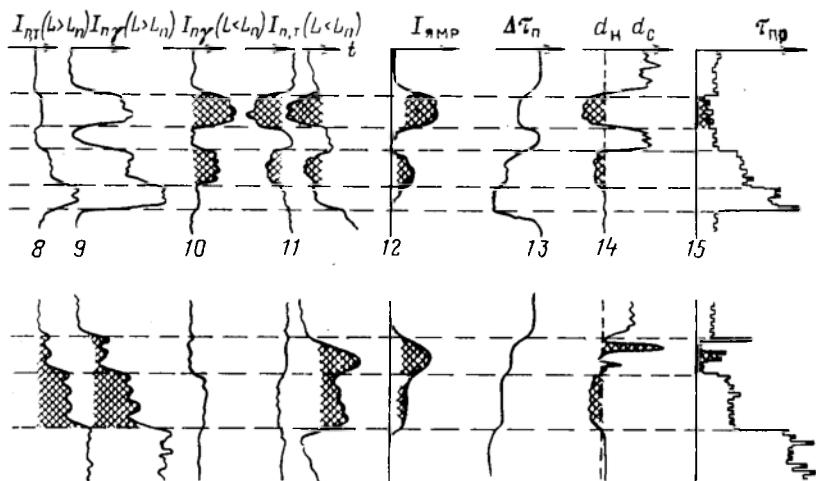


Рис. 5. Характеристика коллекторов по данным различных геофизических методов исследования скважин (по В. Н. Дахнову).

Разрезы: А — песчано-глинистый; Б — карбонатный.

а — глины; б — пески; песчаники; в — рыхлые; г — плотные; известняки; д — кавернозные и закарстованные, е — трещиноватые, ж — плотные, з — участки кривых, соответствующие коллекторам; кривые ρ_k : I — малого потенциал-зонда, II — среднего градиент-зонда, III — микропотенциал-зонда; IV — микроградиент-зонда; кривые $U_{СП}$: V — $\rho_\phi > \rho_B$, VI — $\rho_\phi < \rho_B$; 1-15 — способы выделения коллекторов по ГИС

низкими значениями $\Delta\tau_n$, увеличивающимися при повышении глинистости;

зависимостью величины d_c от структуры пустотного пространства: в плотных разностях $d_c = d_n$, в карстовых полостях $d_c \gg d_n$, в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно $d_c > d_n$, в породах с межзерновой пористостью $d_c < d_n$;

небольшими величинами Γ .

Гидрохимические осадки (ангидриты, соли) характеризуются очень высокими значениями ρ_k ; незначительными амплитудами $\Delta U_{СП}$; минимальными значениями I_γ и низкими $I_{\gamma\gamma}$; максимальными показаниями $I_{n\gamma}$ и I_n ; низкими значениями $\Delta\tau_n$; номинальными значениями d_c ; очень низкими значениями Γ .

На рис. 6 приведены характерные кривые геофизических методов для различных типов пород. От полноты комплекса геофизических исследований, правильного его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины.

Следует иметь в виду, что в терригенном разрезе петрофизические свойства пород обусловлены глинистостью и поэтому здесь наиболее информативны показания ρ_{10} , $U_{СП}$ и I_{γ} . Карбо-

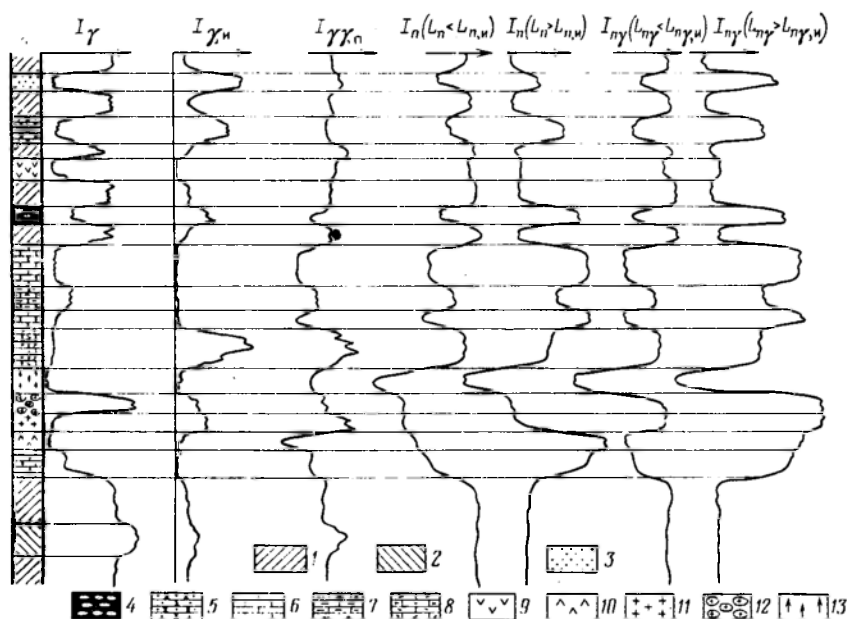


Рис. 6. Кривые радиометрии скважин в осадочных породах (по В. Н. Дахнову)

1 — глины; 2 — аргиллиты; 3 — пески; песчаники; 4 — плотные; 5 — рыхлые; известняки; 6 — чистые; 7 — глинистые; 8 — высокопористые; 9 — гипсы; 10 — ангидриты; 11 — галит; 12 — калийные соли; 13 — борсодержащие соли

натные породы в основном различаются по типу пустотного пространства и его величине, поэтому в карбонатном разрезе более информативны нейтронные и акустические методы и метод сопротивлений.

Результаты расчленения разреза скважины представляются в виде литологической колонки.

Выделение коллекторов и неколлекторов позволяет определить в каждой скважине один из важных параметров пласта, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной организации разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин, — мощность (толщину) пласта или горизонта.

При изучении разрезов скважин выделяются: 1) *общая мощность* — расстояние от кровли до подошвы пласта (горизонта), определяемое в стратиграфических границах; общая мощность равна сумме мощностей всех прослоев коллекторов и неколлекторов, выделенных в разрезе пласта; 2) *эффективная мощность*, равная общей мощности за вычетом мощности прослоев неколлекторов и непродуктивных коллекторов, выделенных в разрезе пласта; 3) *эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) мощность*, равная суммарной мощности прослоев, сложенных продуктивными нефтегазонасыщенными коллекторами. В водонефтяной зоне эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) мощность определяется как часть разреза пласта в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

В связи с тем что число прослоев коллекторов в разрезах разных скважин неодинаковое, мощности отдельных прослоев от скважины к скважине меняются и нередки случаи выклинивания или замещения отдельных прослоев, величины эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной мощности в пределах залежи будут различаться, иногда довольно существенно. Для отображения изменения названных мощностей строят карты в изолиниях, называемые картами изопакит (изопакиты — линии равных значений мощностей). Метод построения карты изопакит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. Характерной особенностью является то, что в пределах внутреннего контура нефтегазонасыщенности значения эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной мощности, как и изолинии, совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение эффективной нефтегазонасыщенной мощности. Внешний контур нефтегазонасыщенности одновременно является линией нулевых значений эффективной нефтегазонасыщенной мощности.

§ 3. ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обуславливается наличием в породах пустот, т. е. существованием пустотного пространства (или пустотности), которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. Если порода трещиноватая, то она представляет собой совокупность огромного числа элементарных геологических тел, ограниченных дизъюнктивными границами, — трещинами. Эта совокупность называется матрицей трещиноватой породы. Пустотное пространство матрицы, очевидно, образуется только порами и кавернами, если последние в породе могут появляться. В соответствии со сказанными емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под *пористостью* горной породы понимается наличие в ней пор, не заполненных твердым веществом. Различают полную, открытую пористость и пористость скелета породы. Полная пористость включает в себя абсолютно все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом и с поверхностью образца, пористость которого определяется. Пористость, образуемая сообщающимися порами, называется открытой.

Если терригенную породу очистить от цемента, не нарушая взаиморасположения минеральных зерен, получится «чистый скелет» породы, сложенный минеральными зёрнами, между которыми также существует пустотное пространство. Это пространство называется пористостью скелета породы.

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости. Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $k_{п}$ называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$k_{п} = V_{пор}/V_{обр} = (V_{обр} - V_{зер})/V_{обр} = 1 - V_{зер}/V_{обр}, \quad (IV.1)$$

где $V_{зер}$ — суммарный объем зерен.

Коэффициент пористости измеряется в долях единицы. Его можно выразить также в процентах от объема породы.

Пористость породы в большой степени зависит от размеров поровых каналов, которые, в свою очередь, определяются гранулометрическим составом слагающих породу частиц и степенью их сцементированности.

По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно разделяются на три группы: 1) сверхкапиллярные — диаметром 2—0,5 мм; 2) капиллярные — 0,5—0,0002 мм (до 0,2 мкм); 3) субкапиллярные — менее 0,0002 мм (менее 0,2 мкм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным — при значительном участии капиллярных сил. В субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости практически перемещаться не могут. Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами и порами, независимо от величины коэффициента пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов, т. е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

Коэффициентом открытой пористости $k_{п.о}$ называется отношение объема открытых, сообщающихся пор $V_{п.о}$ к видимому объему образца:

$$k_{п.о} = V_{п.о}/V_{обр}. \quad (IV.2)$$

Для определения коэффициента пористости скелета породы $k_{п.ск}$ нужно иметь в виду, что объем зерен $V_{зер}$ включает в себя как объем обломочных частиц, так и объем цемента $V_{ц}$, кото-

рый может состоять из глинистого и карбонатного материала. Тогда

$$k_{п.ск} = V_{п.ск}/V_{обр} = (V_{обр} - V_{зер} - V_{ц})/V_{обр}. \quad (IV.3)$$

Знание величин коэффициентов полной (абсолютной) пористости и пористости скелета породы необходимо преимущественно для правильной интерпретации данных скважинной геофизики. При решении задач нефтегазопромысловой геологии определяется коэффициент открытой пористости $k_{п.о}$, который определяется как по образцам в лаборатории, так и по данным геофизических исследований скважин. Существует несколько способов определения $k_{п.о}$ по образцам. С ними можно познакомиться в пособиях по подсчету запасов и по физике нефтяного и газового пласта. Наиболее широко применяются методы И. А. Преображенского и с использованием газового порозиметра.

Метод И. А. Преображенского основан на том, что объем материального тела V может быть выражен через его массу G и плотность ρ :

$$V = G/\rho. \quad (IV.4)$$

В соответствии с этим для определения открытой пористости поступают следующим образом: взвешиванием определяют массу G_1 сухого образца в воздухе; насыщают под вакуумом образец керосином и снова определяют его массу G_2 взвешиванием в воздухе; помещают насыщенный керосином образец в керосин и определяют его массу G_3 взвешиванием в керосине. Очевидно, что объем пор в образце будет равен объему керосина, проникшего в образец при насыщении под вакуумом. При плотности керосина ρ_k объем пор в соответствии с (IV.4) будет равен $(G_2 - G_1)/\rho_k$, а объем образца $(G_2 - G_3)/\rho_k$.

Тогда

$$k_{п.о} = V_{п.о}/V_{обр} = (G_2 - G_1)/(G_2 - G_3). \quad (IV.5)$$

Принцип действия газового порозиметра, используемого при газометрическом способе определения открытой пористости, основан на законе Бойля — Мариотта, связывающего объем газа с величиной давления, под которым он находится. На порозиметре определяется объем минеральной части образца $V_{мин}$. Объем всего образца находится отдельно. Тогда $k_{п.о} = (V_{обр} - V_{мин})/V_{обр}$.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллекторов. Для песков значеня открытой и полной пористости практически совпадают. В песчаниках и алевролитах, по данным А. А. Ханина, полная пористость на 5—6 % больше открытой. В карбонатных кавернозно-пористых коллекторах, по данным В. Д. Викторина, метод керосинонасыщения дает результаты, заниженные по сравнению с газометрическим методом. Например, для Кокуйского месторождения (Пермская область) это занижение составило

3 %. Карбонатные породы характеризуются наибольшим объемом замкнутых пор. Однако, как указывает В. Д. Викторин, закрытые и открытые поры в действительности представляют собой единое сообщающееся поровое пространство, в которое газ или жидкость проникает при больших давлениях.

Показания большинства геофизических методов в той или иной степени связаны с пористостью пород. Наиболее тесная связь отмечается для методов сопротивления, нейтронных и акустического. Оценка пористости по данным методов сопротивления осуществляется по параметру пористости P_n , представляющему собой отношение удельного сопротивления водонасыщенного пласта $\rho_{в.п}$ к удельному сопротивлению насыщающей его воды $\rho_{в}$;

Расчеты и экспериментальные исследования показывают, что параметр P_n , например, для чистых гранулярных пород может быть выражен через $k_{п.о}$ следующим образом:

$$P_n = a/k_{п.о}^m, \quad (IV.6)$$

где a — некоторая постоянная; m — так называемый структурный коэффициент, характеризующий структуру порового пространства.

Величина a чаще всего принимается равной 1, а величина m колеблется от 1,3 (для песков) до 2,4 (для цементированных пород).

Оценка пористости по данным нейтронных методов наиболее надежно производится для слабоглинистых коллекторов, преимущественно карбонатных. Показания методов отражают общую (открытую — в случае незаглинизированных коллекторов) пористость и не зависят от структуры порового пространства. Наиболее часто используются данные метода НГМ, выражаемые с помощью разностного параметра $\Delta I_{n\gamma}$:

$$k_{п.о} = f(\Delta J_{n\gamma}); \quad \Delta J_{n\gamma} = f(\omega_{\Sigma}), \quad (IV.7)$$

где ω_{Σ} — суммарное водосодержание породы.

Водосодержание или эквивалентное ему водородосодержание, которое и влияет на величину $\Delta I_{n\gamma}$, в одинаковых объемах нефти и воды практически одинаково, что позволяет оценивать коэффициент пористости по данным метода НГМ как в нефтенасыщенной, так и в водонасыщенной части разреза. Однако при этом существуют ограничения следующего характера. Если минерализация пластовой воды меньше 20—25 г/л, следует применять нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам, если минерализация в интервале 25—100 г/л, — нейтронный гамма-метод. При других условиях показания методов отражают уже содержание хлора в пластовой воде, в связи с чем они позволяют определять положение ВНК, но не отражают емкостные свойства пород.

Надежные результаты определения $k_{п.о}$ по данным нейтронных методов могут быть получены при наличии глубокой зоны

проникновения пресного фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Определение пористости по данным акустического метода основано на зависимости интервального времени пробега упругой продольной волны, обратно пропорционального скорости распространения этой волны в породе, от коэффициента пористости. Уравнение этой зависимости теоретически должно иметь следующий вид:

$$\Delta\tau_{\text{п}} = \Delta\tau_{\text{з}}k_{\text{п}} + \Delta\tau_{\text{гл}}k_{\text{гл}} + \Delta\tau_{\text{ск}}(1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}), \quad (\text{IV.8})$$

где $\Delta\tau_{\text{п}}$, $\Delta\tau_{\text{з}}$, $\Delta\tau_{\text{гл}}$, $\Delta\tau_{\text{ск}}$ — соответственно интервальные времена в породе, заполнителе (в нефти, газе или воде), содержащейся в породе глине, скелетной части породы; $k_{\text{гл}}$ — коэффициент глинистости.

Для поровых коллекторов данным способом определяется открытая пористость.

На практике конкретный вид уравнений (IV.6), (IV.7), (IV.8) устанавливается на основе корреляционно-регрессионного анализа результатов определения пористости по керну и показаний геофизического метода в интервале отбора керна.

Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах — от нескольких процентов до 35 %, в большинстве случаев составляет 12—25 %.

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них пустот, которые по некоторым физическим особенностям относятся к типу каверн. Общепринятых представлений об отличительных особенностях пор и каверн в настоящее время еще нет. Г. И. Теодорович считает, что к кавернам следует относить пустоты, которые в трех взаимно перпендикулярных направлениях имеют размеры больше 2 мм.

Коэффициент кавернозности $k_{\text{к}}$ равен отношению объема всех каверн $V_{\text{к}}$ к видимому объему образца $V_{\text{обр}}$:

$$k_{\text{к}} = V_{\text{к}}/V_{\text{обр}}. \quad (\text{IV.9})$$

Если порода целиком кавернозная, то

$$k_{\text{к}} = (V_{\text{обр}} - V_{\text{мин}})/V_{\text{обр}} = 1 - V_{\text{мин}}/V_{\text{обр}}, \quad (\text{IV.10})$$

где $V_{\text{мин}}$ — объем минеральной части породы.

Выразив объемы $V_{\text{мин}}$ и $V_{\text{обр}}$ через плотности соответственно минеральной части породы $\rho_{\text{мин}}$ и всего образца $\rho_{\text{обр}}$, в соответствии с (IV.4) получим

$$k_{\text{к}} = 1 - \rho_{\text{обр}}/\rho_{\text{мин}}. \quad (\text{IV.11})$$

Если в породе имеются и поры и каверны, т. е. если порода пористо-кавернозная или кавернозно-пористая, то

$$k_{\text{к}} = 1 - V_{\text{п м}}/V_{\text{обр}}, \quad (\text{IV.12})$$

где $V_{\text{п м}}$ — суммарный объем пор и минерального вещества породы, равный $G_{\text{обр}}/\rho_{\text{п}}$ (здесь $G_{\text{обр}}$ — масса образца; $\rho_{\text{п}}$ — плотность пористой части породы).

Следовательно, по аналогии с (IV.11)

$$k_k = 1 - \rho_{\text{обр}}/\rho_{\text{п}}. \quad (\text{IV.13})$$

Поскольку $V_{\text{п.м}} = V_{\text{п.о}} + V_{\text{мин}}$, то $k_k = 1 - V_{\text{п.о}}/V_{\text{обр}} - V_{\text{мин}}/V_{\text{обр}} =$
 $= 1 - k_{\text{п.о}} - V_{\text{мин}}/V_{\text{обр}}$, ИЛИ

$$k_k = 1 - k_{\text{п.о}} - \rho_{\text{обр}}/\rho_{\text{мин}}. \quad (\text{IV.14})$$

Отсюда суммарная пустотность пористо-кавернозной породы

$$k_k + k_{\text{п.о}} = 1 - \rho_{\text{обр}}/\rho_{\text{мин}}. \quad (\text{IV.15})$$

Если порода относится к чисто каверновому типу, то метод определения коэффициента полной и открытой кавернозности аналогичен методу определения коэффициентов пористости.

Для определения пустотности кавернозно-пористой породы необходимо определить суммарную и отдельную емкости пор и каверн. Для этого, согласно (IV.11), (IV.13), (IV.15), необходимо определить плотность кавернозно-пористого образца породы, минерального вещества и той части образца, которая имеет пористое строение. Учитывая это, определения начинают с суммарной величины кавернозности и пористости по (IV.15). В этом случае, как и для чисто кавернозной породы, необходимо определить плотность породы и минерального вещества. Для отдельной оценки k_k и $k_{\text{п}}$, согласно (IV.12), требуется еще определить плотность $\rho_{\text{п}}$ пористой части породы. С этой целью от исследуемого образца откалывают пористый кусочек массой не более 10 г без каверн. Его плотность определяют методом И. А. Преображенского по формуле $\rho_{\text{п}} = G_1 \rho_k / (G_2 - G_3)$, где G_1 — масса сухого образца; G_2 — масса образца после насыщения керосином; G_3 — масса насыщенного образца, помещенного в керосин; ρ_k — плотность керосина.

Определив таким путем $\rho_{\text{п}}$ и общую плотность кавернозно-пористого образца $\rho_{\text{обр}}$, по (IV.12) определяют k_k , а затем по (IV.15) находят $k_{\text{п.о}}$. Суммарное и отдельное определение коэффициентов кавернозности и пористости пород дает возможность судить о долевом участии пор и каверн в емкости коллекторов, о характере распределения погребенной в них воды, а следовательно, о геологических и извлекаемых запасах нефти.

Существуют и другие методы определения как полной, так и открытой кавернозности пород, описание которых можно найти в пособиях по физике пласта.

Из геофизических методов в современной практике изучения кавернозно-пористых пород наиболее распространен комплексный метод, предложенный А. М. Нечаем. Он сводится к сопоставлению данных электрометрии скважин (бокового каротажного зондирования или бокового электрзондирования) и нейтронного гамма-метода. Комплексный метод основан на определении общей пустотности $k_{\text{пуст}}$ по значениям $\Delta I_{\text{н.г}}$, пористости $k_{\text{п.о}}$ по значениям параметра пористости $P_{\text{п}}$ и расчете коэффициента кавернозности как разности величин $k_{\text{пуст}}$ и $k_{\text{п.о}}$. Комп-

лексный метод широко применяется, например, для изучения карбонатных пород верхнемеловых отложений Северо-Восточного Предкавказья. В этом районе пористость пород (их матрицы) меняется от 3 до 7 %, кавернозность — от 0,25 до 1,05 %.

Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) и к терригенным отложениям. Такие породы очень плотные, часто не пропускают жидкости и газы, т. е. практически плохо проницаемые. Вместе с тем наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Интенсивность трещиноватости горной породы характеризуется объемной T и поверхностной Π плотностью трещин: $T = S/V$; $\Pi = l/F$, где S — суммарная площадь продольного сечения всех трещин, секущих объем V породы; l — суммарная длина следов всех трещин, пересекающихся поверхностью с площадью F .

Еще одной характеристикой трещиноватости служит густота трещин Γ : $\Gamma = \Delta n / \Delta L$, где Δn — число трещин, пересекающих линию длиной ΔL , перпендикулярную к направлению их простирания. Размерность Γ — 1/м.

Между T , Π и Γ существует следующая связь: $\Gamma = \sum_{i=1}^N \Gamma_i$;

$T = \sum_{i=1}^N \Pi_i / \cos \alpha_i$; $\Pi = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \cos \alpha_i$, где N — число линий или площа-

док, по которым определяется соответственно Γ или Π ; i — номер линии или площадки; α — угол между направлением простирания трещин и линией или площадкой, для которых определяются Γ_i или Π_i .

Трещинная емкость k_T по данным исследования шлифа под микроскопом равна $k_T = bl/F = b\Pi$, где b — раскрытость трещин в шлифе; l — суммарная протяженность всех трещин в шлифе; F — площадь шлифа; k_T — трещинная емкость; Π — поверхностная плотность трещин.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин. Понятие раскрытости в некоторой степени условное. Существование трещин в породах на больших глубинах в условиях горного давления возможно лишь при наличии многочисленных контактов между их стенками. Площадь контактов по сравнению с площадью стенок трещин мала, и поэтому контакты существенно не влияют на емкостные и фильтрационные свойства трещин. На этом основании и введено понятие раскрытости трещин.

Исследованиями Е. М. Смехова и других установлено, что интенсивность трещиноватости и раскрытость трещин зависят

от литологического состава пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно выше, чем аргиллитов и песчано-алевритовых пород. По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют микротрещины шириной до 40—50 мкм и макротрещины шириной более 40—50 мкм.

Необходимо отметить, что изучить по керну можно только микротрещиноватость. Однако микротрещины часто носят локальный характер, и по ним не всегда возможна фильтрация жидкости или газа. Трещины, влияющие на процесс фильтрации и работу скважин, в кернах обычно не фиксируются, так как при отборе керна распадается по этим трещинам.

Изучение макротрещиноватости проводят непосредственно в скважине на основе визуального исследования ее стенок по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер или телекамер, а также по данным гидродинамических исследований скважин совместно методами пробных откачек и восстановления давления. Методика обработки результатов наблюдений описана в пособиях по физике пласта.

Из геофизических методов изучения трещиноватых пород наиболее эффективен метод двух растворов, согласно которому в скважине дважды с двумя разными промывочными жидкостями определяют удельное сопротивление пластов по данным бокового электротондирования или бокового каротажа. В этом случае $k_T = 1,5[\rho_{\phi 1}\rho_{\phi 2}(\rho_2 - \rho_1)]/[\rho_1\rho_2(\rho_{\phi 2} - \rho_{\phi 1})]$, где ρ_1 — удельное сопротивление породы при заполнении трещин фильтратом первой промывочной жидкости с удельным сопротивлением $\rho_{\phi 1}$; ρ_2 — то же, при заполнении трещин фильтратом второй промывочной жидкости с удельным электрическим сопротивлением $\rho_{\phi 2}$.

Емкость коллектора трещинного типа обуславливается емкостью пустот всех трех видов:

1) емкостью пор пород, коэффициент пористости которых обычно составляет 2—10 % (трещиноватости, как правило, подвержены плотные и, следовательно, низкопористые породы);

2) емкостью каверн и микрокарстовых пустот. Наибольшая емкость этих пустот характерна для отличающихся повышенной растворимостью карбонатных пород, в которых она составляет значительную часть (13—15 %) емкости пустотного пространства;

3) емкостью самих трещин (трещинной емкостью). Пустоты этого вида составляют десятые доли процента от объема трещиноватой породы. Чаще всего трещины играют роль путей фильтрации жидкости или газа, связывающих воедино поровое пространство блоков и каверны.

Из приведенных данных видно, что трещиноватые породы, как правило, относятся к коллекторам смешанного типа.

Некоторые различия в эксплуатационной характеристике залежей с разными типами коллекторов рассмотрены в § 6 настоящей главы.

В табл. 1 приведена классификация пород-коллекторов нефти и газа по их емкостным свойствам.

Поровые коллекторы распространены на многочисленных месторождениях земного шара. Каверновый тип коллекторов встречается гораздо реже. Трещинные коллекторы в чистом виде распространены весьма редко. Чаще всего наблюдаются коллекторы смешанного типа, особенно трещинно-порового. Наибольшее число открытых в настоящее время залежей нефти и газа приурочено к терригенным коллекторам, содержа-

Таблица 1. Классификация коллекторов нефти и газа (по М. И. Максиму, с изменениями)

Коллектор		Литологический состав
Тип	Порода	
Поровый	Пористая	Гранулярные коллекторы, несцементированные и сцементированные (пески, песчаники, алевролиты, переотложенные известняки)
Каверновый	Кавернозная	
Трещинный	Трещиноватая	Плотные непроницаемые породы (плотные известняки, мергели, алевролиты, хрупкие сланцы), в том числе изверженные
Трещинно-поровый	Трещиновато-пористая	
Трещинно-каверновый	Трещиновато-кавернозная	Гранулярные коллекторы, сцементированные (песчаники, алевролиты, переотложенные карбонатные породы)
Трещинно-порово-каверновый	Трещиновато-пористо-кавернозная	
Каверново-поровый	Кавернозно-пористая	Карбонатные и реже галогенные породы
		Карбонатные, терригенные и реже галогенные породы
		Терригенные и карбонатные породы

щим 58 % мировых запасов нефти и 76 % запасов газа. В карбонатных отложениях эти величины соответственно составляют 42 и 24 %. Вместе с тем карбонатные отложения обеспечивают около 60 % мировой добычи нефти. В СССР в настоящее время добыча нефти ведется преимущественно из залежей нефти, приуроченных к терригенным коллекторам. В то же время эксплуатируется и более 200 месторождений, связанных с карбонатными коллекторами. Удельный вес запасов нефти в карбонатных коллекторах и ее добычи из них в общих запасах и добыче в нашей стране постоянно возрастает.

§ 4. ВОДО-, НЕФТЕ-, ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие меньшей плотности миг-

рировали в повышенные части пласта, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты наряду с УВ содержат и некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенках пор, каверн, трещин и в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Вода в изолированных и непроточных пустотах оказывает влияние на показания геофизических методов. Для нефтегазопромысловой геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Коэффициентом водонасыщенности k_v коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Аналогично *коэффициентом нефтенасыщенности* k_n (газонасыщенности k_r) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Таким образом, коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности определяются в долях объема открытого пустотного пространства (открытой пористости, кавернозности или трещиноватости). Иногда их выражают в процентах от объема открытого пустотного пространства. Поэтому указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$k_v + k_n = 1; \quad (IV.16)$$

для газонасыщенного коллектора

$$k_v + k_r = 1; \quad (IV.17)$$

для газонасыщенного коллектора, содержащего кроме остаточной воды еще и остаточную нефть;

$$k_v + k_n + k_r = 1. \quad (IV.18)$$

Начальное распределение нефти, газа и остаточной воды в пустотном пространстве коллектора влияет на процессы движения нефти через коллектор и вытеснения ее водой. Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества (твердой фазы) нефтяного коллектора. В частности, поверхность минеральных зерен (или пустот, что одно и то же) характеризуется значительной неоднородностью по смачиваемости. Свойства поверхности минералов зависят от явлений адсорбции, процессов химического взаимодействия жидких и твердых фаз, растворения и др. На эти явления и процессы значительное влияние оказывает сложное строение самой поверхности минералов.

Вследствие того что на свойства поверхности минерального вещества влияет большое число факторов, смачиваемость ее пластовыми жидкостями меняется в широких пределах. Так, остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот, которая в этом случае будет гидрофильной. Некоторые породы, вследствие адсорбции на поверхности пустот содержащихся в нефти поверхностно-активных веществ (ПАВ), могут быть полностью гидрофобизованы нефтью. Большинство исследованных в настоящее время коллекторов газовых месторождений представлены гидрофильными породами.

Хотя чисто гидрофильных или гидрофобных пород не существует, по мнению ряда исследователей, к *гидрофобным* следует отнести породы, содержащие менее 10% остаточной воды ($k_{в} \leq 0,1$). При значении коэффициента водонасыщенности более 0,1 породы считаются *гидрофильными*.

Необходимость различать гидрофильные и гидрофобные коллекторы обусловлена тем, что в первых процесс вытеснения нефти из пустотного пространства протекает значительно легче, чем во вторых. В гидрофильном коллекторе нефть как бы скользит по пленке воды, а в гидрофобных она соприкасается с поверхностью пустотного пространства, образуя пленку, которая не участвует в процессе фильтрации, вследствие чего снижается величина коэффициента вытеснения и увеличиваются потери нефти в пласте. Формы существования остаточной воды необходимо учитывать при анализе всех процессов, в которых молекулярные свойства поверхности твердой фазы играют значительную роль. Знание этих форм особенно важно при организации процесса заводнения и оценке нефтеотдачи.

Определение количества остаточной воды в первую очередь необходимо при подсчете запасов нефти и газа. Подсчет запасов требует знания величин коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Однако и прямое (по образцам нефтегазонасыщенных пород), и косвенное (по геофизическим данным) определение этих коэффициентов не дает надежных результатов. Если нефтегазонасыщенность устанавливается по керну, то получают величину так называемой *остаточной насыщенности* образца нефтью или газом, существенно отличающуюся от величины *начальной насыщенности* в пластовых условиях. Это связано с тем, что при выбуривании образца часть нефти или газа вытесняется из него фильтратом промывочной жидкости; при подъеме образца на поверхность вследствие снижения давления, под которым находится образец, от пластового до атмосферного происходит увеличение объема нефти и газа и они вытекают из образца; кроме того, при снижении давления из нефти выделяется растворенный в ней газ, который также вытесняет некоторую часть нефти. Остаточный характер нефтегазонасыщенности образцов обуславливается и рядом других факторов. Величина коэффициента водонасыщенности пород в меньшей степени подвержена влиянию внешних факторов, и при соблю-

дении определенных условий отбора образцов и проведения опытов она может быть установлена с удовлетворительной точностью. Поэтому значения коэффициентов нефтегазонасыщенности находят из соотношений (IV.16) и (II.17):

$$k_n = 1 - k_B; \quad (IV.19)$$

$$k_r = 1 - k_B. \quad (IV.20)$$

Определение коэффициента водонасыщенности естественных нефтегазонасыщенных образцов дает наиболее надежные результаты, если образцы выбуриваются в условиях промывки скважины промывочной жидкостью, не проникающей в пласт (например, на известково-битумной основе) или приготовленной на нефтяной основе.

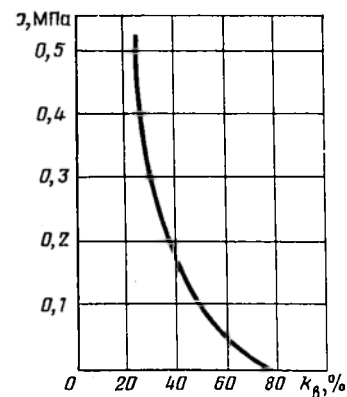


Рис. 7. Усредненная кривая капиллярное давление p — водонасыщенность k_B для образцов со средней проницаемостью $0,15 \text{ мкм}^2$ (по Ш. К. Гиматудинову)

Количество остаточной воды может быть определено различными способами. Широко распространены способы экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С. Л. Зака. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадает в холодильник, где и конденсируется. Так как вода тяжелее применяемых углеводородных растворителей, то она накапливается в нижней части градуированной ловушки.

Быстро и просто количество связанной воды определяется методом центрифугирования. Образец, полностью насыщенный водой, помещают в центрифугу, в которой под действием центробежных сил вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Поэтому по мере увеличения частоты вращения ротора центрифуги вода вытесняется сначала из более крупных пустот, в которых капиллярные силы слабее, а затем из все более и более мелких. С некоторого момента повышение частоты вращения ротора перестает влиять на количество остающейся в пустотах воды. Сопоставляя количество выделившейся воды с частотой вращения ротора, можно найти зависимость между водонасыщенностью и капиллярным давлением (рис. 7). Величина капиллярного давления p при этом определяется по формуле $p = \rho \omega^2 (x_2^2 - x_1^2) / 2$, где ρ — плотность воды; ω — угловая частота вращения ротора центрифуги; x_2 и x_1 — расстояния от центра вращения до торцов капилляра, из которого вытесняется вода.

По геофизическим данным, коэффициент нефтегазонасыщенности определяют через величину P_n , называемую параметром нефтегазонасыщенности или коэффициентом увеличения сопротивления: $P_n = \rho_{н.п} / \rho_{в.п}$, где $\rho_{н.п}$ — удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенного пласта, пустоты которого заполнены газом (или газом) и остаточной водой; $\rho_{в.п}$ — удельное электрическое сопротивление этого же пласта при 100 %-ном затоплении его пор водой с теми же значениями минерализации и температуры.

Между параметром нефтегазонасыщенности и коэффициентом водонасыщенности существует зависимость

$$P_n = 1/k_n^2, \quad (IV.21)$$

n — показатель, зависящий от литологической характеристики пород и свойств нефти и воды; он может меняться в пределах 1,73—4,33, в большинстве случаев принимается 2.

Определив из (IV.21) значение k_n по (IV.19) и (IV.20) определяют значения k_n и k_r . Подробнее об этом методе можно прочитать в [17].

Для подсчета запасов, определения нефтегазоотдачи и решения других задач нефтегазопромысловой геологии необходимо знать величины эффективной и динамической пористости пород, связанные с величинами водо- и нефтенасыщенности.

Эффективная пористость $k_{п.эф}$ — это объем пор, занятых газом или газом, т. е. объем открытой пористости за вычетом объема остаточной воды. *Динамическая пористость* $k_{п.д}$ — это объем пор, в которых возможно движение нефти или газа при извлечении из пласта. При этом следует иметь в виду, что нефть и газ извлекаются не полностью, в результате чего существует некоторая остаточная нефтенасыщенность (или газонасыщенность) пласта $k_{о.н}$ (или $k_{о.г}$).

Таким образом,

$$k_{п.эф} = k_{п.о} (1 - k_n); \quad (IV.22)$$

$$k_{п.д} = k_{п.о} (1 - k_n - k_{о.н}). \quad (IV.23)$$

Содержание остаточной воды в реальных породах-коллекторах зависит от свойств пород, нефти, газа и воды, а также от условий формирования залежей. В литературе имеются указания на то, что величина k_n в продуктивных пластах колеблется в нескольких процентах до 35—55 % и более, составляя в большинстве коллекторов 20—30 %.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Проницаемость — это фильтрационное свойство коллектора, характеризующее его способность пропускать нефть, газ и воду. Абсолютно непроницаемых пород нет. Однако при тех сравнительно низких перепадах давления, при которых происходит

разработка нефтяных и газовых месторождений, многие породы практически непроницаемы для жидкостей и газов. Именно такие породы относятся к неколлекторам или непродуктивным коллекторам. По лабораторным данным, диаметры подавляющего большинства пустот нефтегазосодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений в пустотном пространстве пород происходит фильтрация жидкостей, газов или их смесей. В последнем случае проницаемость одной и той же породы для какой-либо составляющей смеси, называемой фазой (нефти, газа или воды), зависит от количества и качественного состава других фаз. Поэтому для характеристики проницаемости нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемостей.

Абсолютная проницаемость используется для общей характеристики этого свойства породы. Под абсолютной проницаемостью понимается проницаемость, определенная при условии, что порода насыщена однофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней. Для ее оценки обычно используются воздух или газ, так как физико-химические свойства жидкостей оказывают влияние на проницаемость породы. Величина абсолютной проницаемости выражается коэффициентом проницаемости $k_{пр}$.

Значение коэффициента проницаемости в лабораторных условиях обычно определяется по керну на основе линейного закона фильтрации Дарси

$$v = Q/F = (k_{пр}/\mu) (\Delta p/\Delta L), \quad (IV.24)$$

где v — скорость фильтрации; Q — объемный расход жидкости через образец в единицу времени; F — площадь фильтрации (поперечного сечения образца); μ — вязкость жидкости; Δp — перепад давления; ΔL — длина образца.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газ характеризуется коэффициентом пропорциональности $k_{пр}$, который и называется коэффициентом проницаемости. При измерении проницаемости по газу пользуются формулой, полученной из (IV.24):

$$k_{пр} = (Q_r \mu_r \Delta L) / (\Delta p F), \quad (IV.25)$$

где Q_r — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению и средней температуре газа в образце.

В Международной системе единиц (СИ) за единицу проницаемости принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м³/с. Размерность единицы — м². Физический смысл размерности $k_{пр}$ (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

Фазовой называется проницаемость $k_{пр. ф}$ пород для данного газа или жидкости при движении в пустотном пространстве многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз и от их физико-химических свойств.

Рис. 8. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности k_v пустотного пространства (по Ф. И. Котяхову)

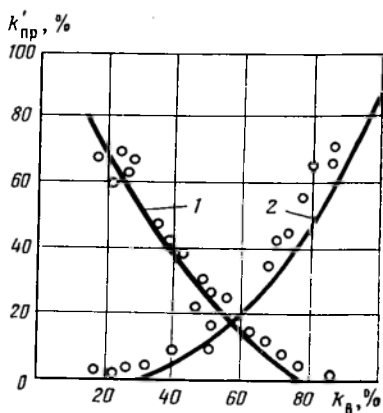
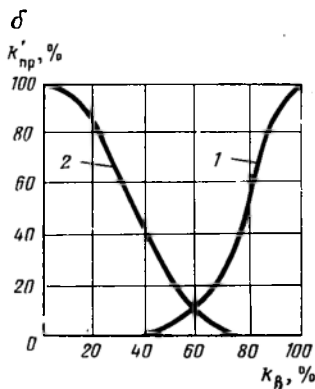
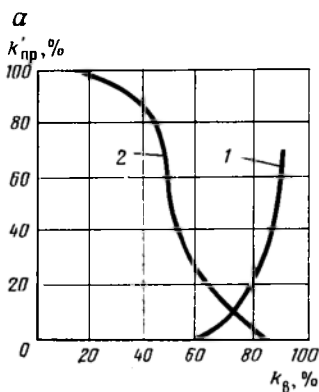


Рис. 9. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для жидкости (1) и газа (2) от водонасыщенности k_v пустотного пространства в песчанниках (а) и пористых известняках и доломитах (б) (по Ш. К. Гиматудинову)



Относительной проницаемостью $k'_{пр}$ породы называется отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков — смеси нефти и воды, газированной жидкости или трехфазного потока нефти, газа и воды одновременно. Характер каждого из этих потоков изучен экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности пустотного пространства различными фазами (рис. 8, 9). Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные

выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при проектировании разработки и решении других задач добычи нефти и газа.

Проницаемость пород-коллекторов может быть также определена по результатам гидродинамических исследований скважин.

Надежного метода определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин пока нет.

Абсолютная проницаемость продуктивных коллекторов колеблется в очень широких пределах — от нескольких тысячных микрометра квадратного до 5 мкм². Наиболее широко распространены коллекторы нефти и газа с проницаемостью 0,05—0,5 мкм².

§ 6. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Как было отмечено в § 3 настоящей главы, терригенные коллекторы обычно относятся к коллекторам порового типа. Карбонатные коллекторы обладают пустотами различных типов — порами, кавернами, трещинами. Карбонатные коллекторы, пустотность которых образована главным образом трещинами и кавернами, явно отличаются от терригенных условиями фильтрации. Вместе с тем среди карбонатных коллекторов значительное место занимают коллекторы, пустотное пространство которых представлено в основном порами.

В. Д. Викториним показано, что и при поровом типе коллекторов между терригенными и карбонатными породами имеются существенные различия, влияющие на условия разработки залежей нефти и газа в этих коллекторах. Для сравнительной оценки условий разработки терригенных и карбонатных пластов указанным автором выделено три группы коллекторов с разной абсолютной проницаемостью: низкопроницаемые (до 0,01 мкм²), среднепроницаемые (0,01—0,1 мкм²) и высокопроницаемые (свыше 0,1 мкм²). Главные различия поровых карбонатных и терригенных коллекторов заключаются в следующем.

1. Прежде всего поровые терригенные и карбонатные коллекторы различаются по структуре порового пространства.

В терригенных коллекторах диаметры пор и соединяющих их каналов почти одинаковы. В карбонатных коллекторах диаметры соединяющих каналов на один-два порядка меньше диаметров пор, составляющих основную емкость коллектора. Поэтому при равной величине пористости терригенных и карбонатных коллекторов карбонатные обычно имеют меньшую естественную проницаемость.

2. В связи с разной структурой порового пространства карбонатные и терригенные коллекторы различаются по величине удельной поверхности, под которой понимается суммарная поверхность пустот, содержащихся в единице объема образца.

От удельной поверхности пустотного пространства породы, которая может достигать огромных размеров, зависят содержание остаточной воды, нефтегазонасыщенность, адсорбционная способность породы и другие свойства. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже, чем терригенных. При высокой проницаемости их удельные поверхности почти совпадают. В связи с этим коэффициенты нефтенасыщенности и вытеснения низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторов значительно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов. В коллекторах с высокой проницаемостью эта граница нивелируется.

3. Карбонатные пласты в значительно большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по литологическим, емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате монолитные на первый взгляд карбонатные толщи обычно представляют собой сложные многопластовые объекты разработки с сильно затрудненной гидродинамической связью по разрезу и площади.

4. В каждом карбонатном пласте присутствуют одновременно нефтегазонасыщенные коллекторы всех трех групп, выделяемых по проницаемости, в том числе с очень низкой проницаемостью (менее $0,001 \text{ мкм}^2$). Вследствие этого интервал изменения проницаемости (размах возможных значений) карбонатных коллекторов значительно шире, чем терригенных. Это делает процессы вытеснения из карбонатных коллекторов нефти и газа водой и вытеснения нефти другими агентами более сложными.

5. Карбонатные коллекторы в большей степени, чем терригенные, подвержены трещиноватости. Трещины имеют преимущественно вертикальную или наклонную к слоистости ориентировку, а их раскрытость определяется превышением пластового давления над боковым горным. Боковое горное давление даже для одной залежи меняется в широких пределах (от $0,05$ до $0,75$ вертикального горного давления), т. е., так же как и все физические свойства карбонатного коллектора, характеризуется неоднородностью. Расстояния между трещинами соразмерны с диаметром скважины, а сама система трещин состоит не из одиночных трещин большой раскрытости, а из множества часто расположенных трещин раскрытостью от единиц до нескольких десятков микрометров. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего в сумме они обладают относительно невысокой проницаемостью.

6. В обычных условиях, когда пластовое давление не превышает нормальное гидростатическое, трещинная проницаемость колеблется от тысячных долей микрометра квадратного до сотых. Удельный вес трещинной пустотности в общем объеме пустот наиболее значителен в низкопроницаемых коллекторах, снижается в среднепроницаемых и незначителен в высокопро-

нищаемых. В связи с этим трещиноватость существенным образом влияет на условия разработки низкопроницаемых коллекторов, в меньшей степени — среднепроницаемых и имеет подчиненное значение при разработке высокопроницаемых коллекторов.

Таким образом, при разработке залежей в указанных условиях лишь высокопроницаемые карбонатные коллекторы можно считать поровыми; среднепроницаемые и особенно низкопроницаемые коллекторы фактически являются трещинно-поровыми.

7. При искусственном создании аномально высокого пластового давления путем нагнетания в пласт воды или другого агента трещинная проницаемость возрастает по экспоненциальному закону до нескольких десятых долей микрометра квадратного и коренным образом меняет первоначальную фильтрационную характеристику коллекторов всех трех групп по проницаемости. Критическое пластовое давление, при котором начинает меняться трещинная проницаемость, равно боковому горному.

8. При вскрытии скважиной продуктивного пласта естественная проницаемость всех коллекторов значительно ухудшается. В низко- и среднепроницаемых терригенных коллекторах это явление часто бывает необратимым. В карбонатных коллекторах применение солянокислотных обработок, в процессе которых происходит растворение карбонатных пород в соляной кислоте, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и существенно увеличить ее в радиусе нескольких десятков метров вокруг скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, что резко увеличивает трещиноватость и трещинную проницаемость. В результате этого при высокой нефтегазонасыщенности пород создаются условия для промышленной разработки залежей в карбонатных пластах при таких низких значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы обычно считают непродуктивными.

§ 7. НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Понятие геологической неоднородности. Чтобы выявить и описать внутреннее строение залежи (структуру геологической системы) на разных уровнях ее организации (например, тех, которые выделены в главе II), необходимо на соответствующих структурных уровнях выделить геологические тела, которые будут рассматриваться в качестве элементов (элементарных тел).

Выделение геологических тел может быть произведено по сколь угодно большому числу свойств. Поэтому для изучаемой геологической системы список свойств, по результатам изучения которых будут выделяться элементарные тела, должен выбираться с учетом решаемой задачи. Свойства, выбранные таким образом, будем называть базисными. Например, при подсчете запасов нефти или газа объемным методом в качестве

базисных признаков должны быть выбраны нефтенасыщенная мощность, пористость и нефтенасыщенность, и по этим признакам должны выделяться элементарные тела с учетом иерархического уровня рассмотрения залежи. Число базисных признаков на любом уровне не должно быть большим (не больше двух-трех).

Под геологической неоднородностью следует понимать изменение значений геолого-физических свойств пород на множестве всех элементарных геологических тел, выделенных по тем базисным признакам и на том иерархическом уровне, которые соответствуют цели исследования. Базисные свойства могут быть как количественными, так и качественными (например, при изучении литологической характеристики).

В большинстве случаев геологические системы состоят из элементов, отличающихся друг от друга значениями свойств. В таких случаях структура системы в статическом состоянии прежде всего выступает в двух формах: 1) как пространственные (геометрические) отношения; 2) как отношения между количествами различных элементов.

В геологии для отображения геометрических отношений обычно применяются различные карты, такие, как карты в изолиниях или условных обозначениях, а также схемы сопоставления разрезов скважин и геологические профильные разрезы.

Для описания отношений между количествами различных элементов широко используются методы математической статистики, а также некоторые другие приемы количественной характеристики структуры, особенно на тех иерархических уровнях, на которых методы математической статистики оказываются неприменимыми.

Геологическая неоднородность должна рассматриваться на каждом структурном уровне отдельно. Пусть те шесть иерархических уровней, которые были рассмотрены в § 2 главы II, достаточны для решения какой-то конкретной задачи. Поскольку на шестом иерархическом уровне (залежь в целом) система структуры не имеет, то ее неоднородность можно изучать на пяти нижних уровнях. В соответствии с определением неоднородности этим уровням соответствуют пять типов неоднородности: ультрамикронеднородность, микронеднородность, мезонеднородность, макронеднородность и метанеднородность.

Ультрамикронеднородность. Неоднородность этого типа есть изучаемое по отдельному образцу свойство породы, структура которой геометрически, очевидно, показана быть не может, так как невозможно определить и зафиксировать положение в пространстве каждого элемента этого уровня, т. е. каждого минерального зерна. Поэтому имеется возможность только количественного описания структуры.

Характеристикой ультрамикроструктуры породы является прежде всего ее гранулометрический (механический) состав.

Для большинства нефтесодержащих пород размеры частиц колеблются в пределах 0,01—1 мм. Наряду с обычными зернистыми минералами в породе также содержатся глинистые и коллоидно-дисперсные частицы с размерами меньше 0,001 мм.

Гранулометрический состав пород изображают в виде таблиц или кривых суммарного состава, распределения зерен породы по размерам (рис. 10; рис. 11, I) или гистограммы (рис. 11, II). Очевидно, что кривая суммарного состава представляет собой график функции распределения или интегральную кривую распределения зерен по размерам.

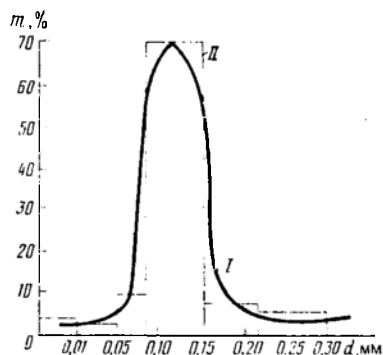
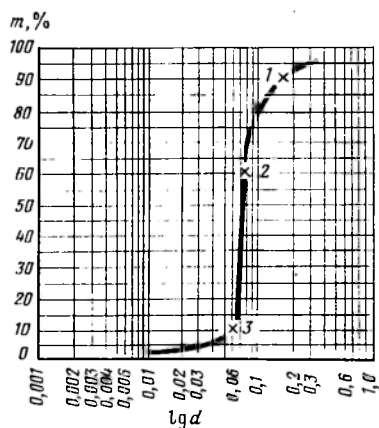


Рис. 10. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы (по Ш. К. Гиматудинову). m — суммарная массовая доля фракций; d — диаметр частиц

Рис. 11. Кривая (I) и гистограмма (II) распределения зерен породы по размерам (по Ш. К. Гиматудинову).

Условные обозначения см. на рис. 10

Степень неоднородности породы по размерам слагающих ее зерен характеризуется коэффициентом неоднородности, равным отношению d_{60}/d_{10} , где d_{60} и d_{10} — диаметры частиц, при которых сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет соответственно 60 и 10% от массы фракций (см. рис. 10, точки 2 и 3). Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

Важной характеристикой структуры образца пористой породы является распределение в нем зерен по размерам, от которого зависит размер пор (см. рис. 11).

Результаты изучения ультрамикроненеднородности используются при подборе фильтров для нефтяных скважин: размеры отверстий фильтра, устанавливаемого для предотвращения поступления песка в скважину, должны соответствовать диаметрам частиц, отвечающим точке 1 на рис. 10. Информация об ультрамикроненеднородности учитывается при исследовании

процессов вытеснения нефти водой или другим вытесняющим агентом: от ультрамикронеоднородности зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Микронеоднородность. При изучении структуры нефтегазозносного пласта на данном уровне в качестве элементов рассматривают образцы породы, по которым определяются ее коллекторские свойства.

Характеристикой отдельного образца будет определенное по нему единственное значение каждого из тех геолого-физических свойств (литологии, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и т. п.), изучение которых необходимо для решения стоящей перед геологом задачи.

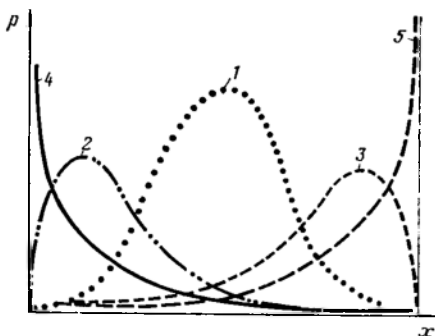


Рис. 12. Основные типы кривых распределения значений геологических признаков.

x — значения переменной величины; p — частота; распределение: 1 — симметричное; 2 — левоасимметричное; 3 — правоасимметричное; 4 — крайнеасимметричное; 5 — гиперболоподобное

Из всего объема изучаемых пород может быть изготовлено огромное количество образцов, определить положение их всех в статическом геологическом пространстве невозможно. Следовательно, и в данном случае геометрические методы представления структуры неприменимы. Ее описание оказывается возможным, как и на предыдущем уровне, только вероятностно-статистическими методами, основным из которых является метод распределений.

Изучение законов распределения свойств нефтегазозносных пластов показало общность форм гистограмм и полигонов распределения одних и тех же свойств для различных геологических условий (для разных территорий, отложений разного возраста и разного состава). Это свидетельствует о том, что статические распределения значений признаков по интервалам существуют объективно и что эти распределения представляют характеристику структуры пород на микроуровне. Все разнообразие форм распределений свойств нефтегазозносных пластов сводится к пяти основным типам (рис. 12).

Объективное решение вопросов нефтегазопромысловой геологии на основе изучения распределений возможно лишь в результате их теоретического анализа. Установлено, что пористость терригенных и карбонатных коллекторов подчиняется

закону нормального распределения. Величины начальной нефтенасыщенности распределяются по еще не установленному закону, отличному от закона нормального распределения. Остаточная нефтенасыщенность пород, промытых закачиваемой в пласт водой, характеризуется нормальным законом распределения. В распределении проницаемости отмечается резкая и даже крайняя левая асимметрия. В связи с этим предпринят ряд попыток свести эмпирическое распределение к какому-либо функционально-нормальному. В настоящее время при решении практических задач для описания распределения проницаемости используют законы: нормальный, логарифмически нормальный, кубически нормальный, Максвелла и другие подходящие аналитические выражения.

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных величин, такие, как среднее квадратическое отклонение σ :

$$\delta = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right] / (n - 1)}; \quad (IV.26)$$

коэффициент вариации ω :

$$\omega = (\sigma/\bar{x}) 100\%; \quad (IV.27)$$

среднее абсолютное отклонение δ :

$$\delta = \left[\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}| \right] / n; \quad (IV.28)$$

вероятное отклонение Q :

$$Q = (Q_3 - Q_1) / 2 \quad (IV.29)$$

и энтропия $H [x]$:

$$H[x] = \sum_{i=1}^n p_i \log p_i. \quad (IV.30)$$

где x_i — i -е значение признака; \bar{x} —среднее арифметическое значение признака; Q_1 —первый или нижний квартиль, т. е. значение признака, меньше которого в данной совокупности 1/4 всех значений; Q_3 —верхний квартиль, т. е. значение признака, меньше которого 3/4 всех значений; n —общее число значений признака; p_i —вероятность (или частота, доля) значения x_i .

Необходимо четко представлять, что энтропия отражает иную сторону явления неоднородности, чем остальные, приведенные выше числовые характеристики. Покажем это на следующем условном примере. Допустим, что имеются три совокупности образцов карбонатных пород. В 1-ю совокупность входят образцы, открытая пористость $k_{п.о}$ которых принимает только два различных значения, во 2-ю — образцы с пористо-

стью, принимающей четыре разных значения, и в 3-ю — шесть разных значений (рис. 13).

Примем, что в каждой совокупности числа образцов с одинаковыми значениями пористости равны, т. е. равны относительные частоты таких образцов. Пусть также во всех трех совокупностях будут одни и те же интервалы изменения пористости (т. е. размахи R) и средние значения $k_{п.о}$ одинаковы: $R=8$; $k_{п.о}=6$. Характеристики всех трех совокупностей с возможными вариантами (a и b) приведены в табл. 2.

Очевидно, что совокупность образцов, пористость которых принимает только два разных значения, более однородна, чем совокупность, в которой пористость принимает шесть различных значений. Следовательно, неоднородность возрастает от 1-й совокупности к 3-й. Однако $\sigma_{k_{п.о}}$ и $\omega_{k_{п.о}}$ убывают в том же направлении, а $H[k_{п.о}]$ возрастает. Этот факт объясняется тем, что энтропия отражает неоднородность совокупностей образцов по числу разных значений пористости, а среднее квадратическое отклонение и коэффициент вариации характеризуют интенсивность этой неоднородности.

Рассмотренный пример, несмотря на условность, раскрывает весьма важное различие статистических характеристик геологической неоднородности, состоящее в том, что H — прямая мера неоднородности любого геологического тела, в котором могут быть выделены элементы, в то время как σ и ω опосредованные, характеризующие ее интенсивность.

В табл. 3 приведены характеристики интенсивности микро-неоднородности терригенных отложений горизонта D_1 на некоторых площадях и месторождениях Татарии и Башкирии.

Из данных табл. 3 следует, что для терригенных коллекторов наиболее интенсивно изменяется проницаемость, наименее интенсивно — нефтенасыщенность. Вместе с тем неоднородность пород по проницаемости больше, чем по пористости. Например, для терригенных коллекторов яснополянского надгори-

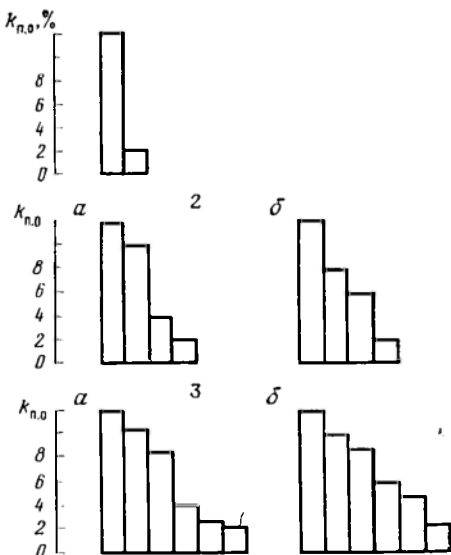


Рис. 13. Соотношение значений пористости $k_{п.о}$ образцов трех совокупностей.

1, 2, 3 — совокупности соответственно с двумя, четырьмя и шестью значениями пористости; а и б — варианты соотношения пористости во 2-й и 3-й совокупностях

зонта Ярино-Каменноложского месторождения в Пермской области $H[k_{пр}] = 2,32$, а $H[k_{п.о}] = 2,16$.

Таблица 2. Характеристики трех совокупностей образцов для условного примера

Совокупность		Число возможных значений	Относительная частота возможных значений	Возможные значения $k_{п.о}$, %	$\sigma_{k_{п.о}}$	$\omega_{k_{п.о}}$	$H[k_{п.о}]$
№	Вариант						
1	—	2	1/2	2, 10	4,00	67	0,69
2	а	4	1/4	2, 4, 8, 10	3,16	53	1,10
	б	4	1/4	2, 5, 7, 10	3,05	51	1,10
3	а	6	1/6	2, 3, 4, 8, 9, 10	3,11	52	1,79
	б	6	1/6	2, 4, 5, 7, 8, 10	2,64	44	1,79

Изучение микронеоднородности, и в частности статистических распределений свойств нефтегазоносных пластов, позволяет решать ряд практических задач разведки и разработки нефтяных и газовых залежей:

Таблица 3. Характеристика интенсивности микронеоднородности горизонта D_1

Месторождение, площадь	Коэффициент вариации		
	$k_{пр}$	$k_{п.о}$	k_H
Ромашкинское			
Абдрахмановская	45	12,1	5,4
Павловская	44	17,6	6,1
Туймазинское	61	13,8	4,9
Александровская	51	12,7	4,4
Бавлинское	45	7,9	3,7

оценивать погрешность определения средних значений геолого-физических свойств и, следовательно, степень разведанности залежи по уровню изученности свойств пород в процессе разведки месторождения [7];

оценивать процент выноса керна при его выбурировании;

определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;

выделять тела-элементы вышележащего структурного уровня путем проведения условных границ по кондиционным и другим граничным значениям свойств пород (см. § 2 главы VIII);

получать формулы для вычисления погрешностей определения свойств элементарных тел на вышележащих структурных уровнях и погрешностей подсчета запасов [17];

прогнозировать при проектировании разработки темп обводнения скважин и возможный коэффициент заводнения пластов.

Мезонеоднородность. Для выявления структуры пласта (горизонта) на данном уровне необходимо путем де-

тальной корреляции разрезов скважин выделить и проследить распространение по площади отдельных прослоев коллекторов и неколлекторов, а затем в пределах прослоев коллекторов провести условные границы, разделяющие породы-коллекторы, например, на высокопродуктивные и низкопродуктивные. В результате такого расчленения объема залежи будет получена сложная мозаичная картина размещения в разрезе и по пло-

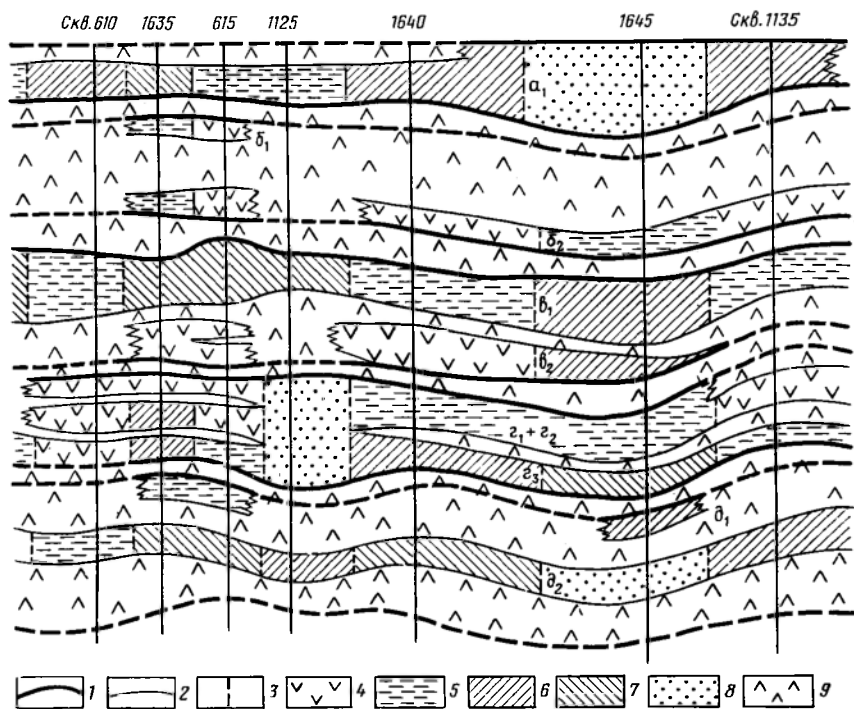


Рис. 14. Отображение мезоструктуры и мезонеоднородности на геологическом профильном разрезе (на примере фрагмента горизонта XIII месторождения Узень).

Кровля и подошва: 1 — пласта, 2 — прослоя; 3 — условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм²: 4 — < 0.01 , 5 — $0.01-0.05$, 6 — $0.05-0.1$; 7 — $0.1-0.4$; 8 — > 0.4 ; 9 — непроницаемые породы: а-д — индексы пластов

щади геологических тел, характеризующихся различной продуктивностью, а следовательно, и нефтенасыщенностью, различными коллекторскими свойствами и т. п.

Очевидно, на данном уровне размеры элементарных тел и количество их таковы, что позволяют зафиксировать положение каждого из элементов в пространстве и отобразить это положение на картах, схемах, профилях и любых других геологических графических документах. Как выглядит мезоструктура горизонта в разрезе, показано на рис. 14. На рис. 15 приведена

карта распространения неколлекторов и коллекторов разной продуктивности. При этом следует иметь в виду, что составлять такие карты имеет смысл лишь тогда, когда пласт монолитный, т. е. не расчленяется на отдельные прослои. В против-

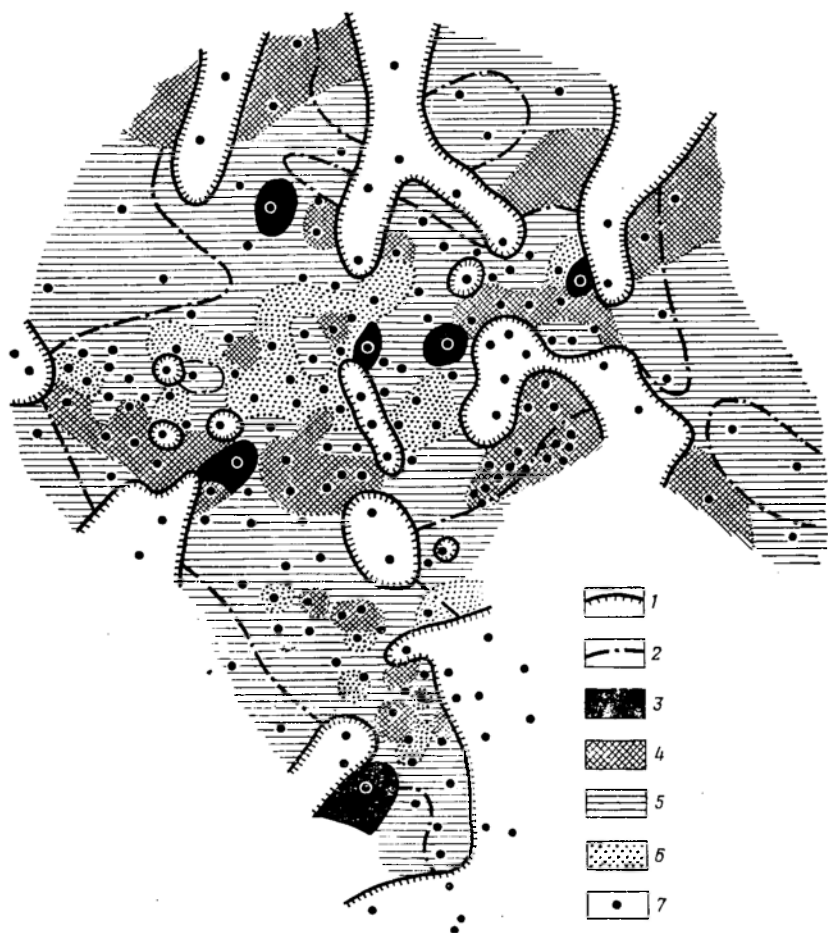


Рис. 15. Карта распространения коллекторов разной продуктивности пласта Тл_{2а} Павловского месторождения.

1 — граница зоны распространения коллекторов (засечки направлены в сторону размещения неколлекторов); 2 — внешний контур нефтеносности; коллекторы; 3 — непродуктивные; 4 — низкопродуктивные; 5 — среднепродуктивные; 6 — высокопродуктивные; 7 — скважины

ном случае выделение элементов на мезоуровне необходимо производить для каждого прослоя. Если это условие не выполняется и карта составляется сразу для нескольких прослоев, то она отражает усредненную картину, а не структуру и неоднородность системы на мезоуровне.

При выделении элементов можно использовать данные как о продуктивности, так и о других свойствах пород. Например, можно выделять тела, в пределах которых постоянны или мощность, или нефтенасыщенность, или какое-то другое свойство. Значения свойств каждого из элементарных тел определяются как средние из значений, определенных по образцам (элементам низшего уровня) или по скважинам, расположенным в пределах каждого элемента, на основе результатов геофизических исследований.

Количественно мезонеоднородность можно охарактеризовать суммарными величинами площадей F_i , занятых всеми элементами одного типа, отнесенными ко всей площади залежи F :

$$k_{mi} = F_i/F; \quad \sum k_{mi} = 1. \quad (IV.31)$$

Изучение мезонеоднородности необходимо для решения следующих задач разработки:

выделения работающих и неработающих частей разреза в каждой добывающей и нагнетательной скважине, а также активно и пассивно обрабатываемых частей залежи;

оценки удельного веса объемов внутри залежи, характеризующихся разной продуктивностью;

выявления фактических и потенциальных путей внедрения в залежь воды (пластовой или закачиваемой);

контроля за продвижением ВНК и выявления тупиковых зон, с которыми связаны значительные потери нефти и газа в недрах;

оценки и повышения охвата пласта воздействием.

На основе решения первой задачи составляются карты распространения коллекторов разной продуктивности, которые используются при решении трех последующих задач.

Макронеоднородность. Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчленимое целое, т. е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколекторы и проследивать распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазонасного пласта (горизонта) и его макронеоднородность.

Макроструктура может быть отражена как графическими (рис. 16), так и количественными методами.

Макроструктура пласта или горизонта в плане отображается с помощью карт распространения коллекторов, профилей, схем сопоставления разрезов скважин, на которых показываются площади и границы распространения коллектора и неколектора, а также участки, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже- и вышележащими пластами или пропластками. Фрагмент карты распространения коллекторов и неколекторов приведен на рис. 17.

Существует ряд количественных показателей, характеризующих макронеоднородность пласта по разрезу и по площади.

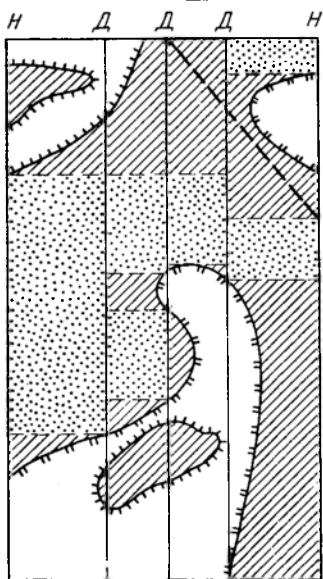
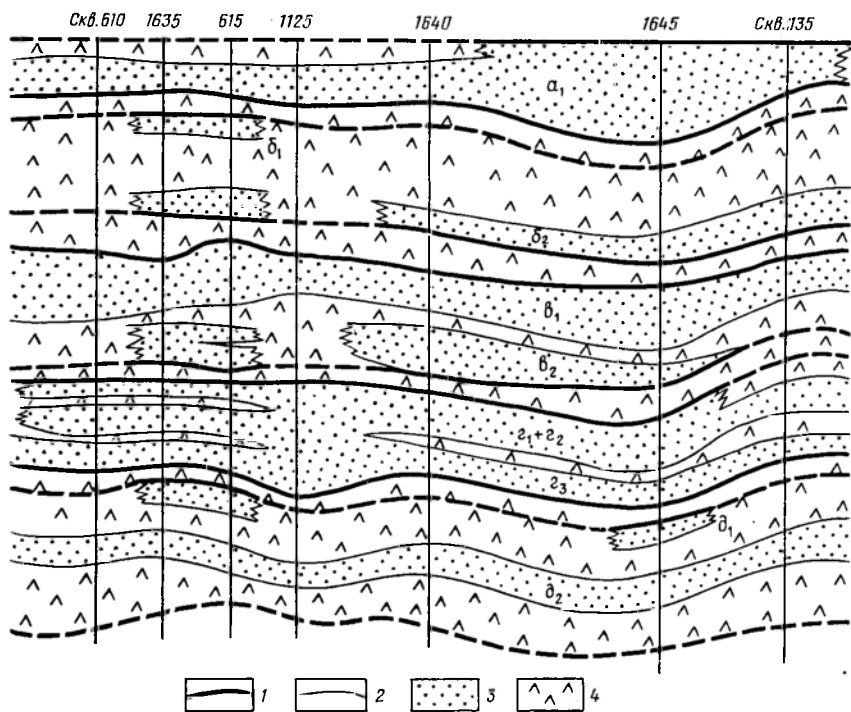


Рис. 16. Отображение макроструктуры и макронеоднородности на геологическом профильном разрезе (на примере фрагмента горизонта XIII месторождения Узень).

Кровля и подошва: 1 — пласта, 2 — прослая; 3 — коллектор; 4 — неколлектор; а — д — индексы пластов

Рис. 17. Карта распространения охваченных и не охваченных процессом вытеснения участков пласта (по З. К. Рябининой и В. В. Воинову).

Линии: 1 — выклинивания; 2 — тектонического нарушения; участки пласта: 3 — не охваченные процессом вытеснения; 4 — охваченные процессом вытеснения; 5 — линзы; 6 — полулинзы; ряды скважин: Н — нагнетательных; Д — добывающих

Для характеристики макронеоднородности разреза используются:

коэффициент расчлененности

$$k_p = \left(\sum_{i=1}^n l_i \right) / n, \quad (\text{IV.32})$$

где l_i — число прослоев коллекторов в i -й скважине; n — число скважин;

коэффициент песчаности

$$k_{\text{пес}} = [\sum (h_{\text{эф}}/h_{\text{общ}})] / n, \quad (\text{IV.33})$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная мощность пласта в отдельной скважине; $h_{\text{общ}}$ — общая мощность пласта в той же скважине; n — число скважин.

Совместное использование k_p и $k_{\text{пес}}$ позволяет составить представление о макронеоднородности разреза: чем больше k_p и меньше $k_{\text{пес}}$, тем выше макронеоднородность.

Для характеристики макронеоднородности пласта по площади используется дисперсия σ^2 статистической совокупности с качественным признаком, с помощью которой оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = w(1-w), \quad (\text{IV.34})$$

где $w = n_1/n$; n_1 — число скважин, вскрывших коллектор; n — общее число пробуренных скважин.

В табл. 4 приведены вычисленные В. А. Бадьяновым значения σ^2 для пластов горизонта D_1 по двум площадям Ромашкинского месторождения.

Таблица 4. Оценка пространственной выдержанности пластов горизонта D_1

Пласт	n_1	w	σ^2	Пласт	n_1	w	σ^2
Альметьевская площадь				Миннибаевская площадь			
а	129	0,82	0,14	а	195	0,48	0,24
б	133	0,84	0,12	б	289	0,72	0,20
в	97	0,61	0,23	в	295	0,73	0,19
г	146	0,92	0,06	г	390	0,97	0,02
д	106	0,67	0,21	д	305	0,76	0,18

Примечание. Для Альметьевской площади $n = 157$, для Миннибаевской $n = 401$

Для характеристики макронеоднородности горизонта в целом в пределах площади вычисляется величина $\sigma_{\text{ср}}^2$: $\sigma_{\text{ср}}^2 = w_{\text{ср}}(1-w_{\text{ср}})$, где $w_{\text{ср}} = (\sum n_1) / (\sum n)$.

Например, для приведенных в табл. 4 площадей Альметьевской и Миннибаевской $\sigma_{\text{ср}}^2$ соответственно равны 0,17 и 0,19. Следовательно, макронеоднородность горизонта D_1 на Миннибаевской площади больше, чем на Альметьевской.

Характеристикой макронеоднородности служит коэффициент литологической связанности $k_{св}$, который оценивает степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев):

$$k_{св} = F_{св}/F, \quad (IV.35)$$

где $F_{св}$ — суммарная площадь участков слияния; F — общая площадь залежи.

Во ВНИИнефти предложен ряд коэффициентов макронеоднородности по площади и по объему, производных от σ^2 или ω и $k_{св}$ [2, 17].

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи:

выявлять форму сложного геологического тела, служащего вмещителем нефти или газа в пределах пласта;

выявлять участки отсутствия коллекторов и участки повышенной их мощности, возникающей в результате слияния прослоев;

обосновывать местоположение рядов добывающих и нагнетательных скважин при проектировании разработки;

выявлять участки затрудненного и активного подъема ВНК;

выявлять места перетока нефти и газа из одного пласта в другой при разработке залежи;

прогнозировать степень охвата залежи разработкой.

Метанеоднородность. В качестве элементов структуры на данном уровне выступают крупные части залежи, различающиеся по каким-либо наиболее общим свойствам, таким, как характер насыщения, литологии и т. п. На рис. 18 показана метаструктура нефтегазовой залежи. Элементами залежи как системы на данном уровне служат различные зоны, которые могут быть выделены в пределах залежи по характеру насыщения, а также — в случае большой мощности продуктивных отложений — зональные интервалы, выделяемые из геологических (например, по характеру макронеоднородности) или технических соображений. При объединении нескольких залежей в один эксплуатационный объект число элементов метаструктуры увеличивается: в качестве элементов эксплуатационного объекта как единой системы будут выступать части всех залежей, объединенных в объект.

Пока единственным способом описания и отображения метанеоднородности является использование профильных разрезов и карт, на которых показаны границы элементов метауровня. Методы количественной характеристики метанеоднородности, как и мезонеоднородности, еще предстоит разработать.

Изучение метанеоднородности позволяет решать следующие задачи:

определить целесообразность объединения нескольких пластов (горизонтов, залежей) в один эксплуатационный объект;

выбирать системы размещения добывающих и нагнетательных скважин как на отдельной залежи, так и на эксплуатационном объекте;

обосновывать мероприятия по повышению эффективности разработки эксплуатационного объекта;

оценивать энергетическую характеристику отдельной залежи и эксплуатационного объекта;

геологически обосновывать целесообразность одновременно раздельной эксплуатации залежей на многопластовом месторождении;

организовывать эффективный контроль за выработкой отдельных элементов как отдельных залежей, так и многопластовых эксплуатационных объектов.

Необходимо подчеркнуть, что существование охарактеризованных выше типов геологической неоднородности неосознанно, на интуитивном уровне ощущалось и ранее. Однако четко сформулированные представления отсутствовали, что приводило к нечеткости терминологии, неясности понятий и необоснованному использованию характеристик одного структурного уровня для решения задач, относящихся к другому структурному уровню. В настоящее время наиболее широко изучается геологическая неоднородность нефтегазонасыщенных пород и пластов на ультрамикроразрешении, микроуровне и макроуровне. Мезо- и метаразрешениям уделяется меньше внимания, хотя знания о первом крайне важны для решения задач повышения нефтегазоотдачи, а знания о втором — для выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях.

Дальнейшее развитие методики изучения, описания и учета данных о геологической неоднородности — одно из важнейших направлений исследований в нефтегазопромысловой геологии.

§ 8. ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

В строении осадочной толщи земной коры, в том числе и продуктивных отложений, принимают участие породы, различающиеся по времени образования, литологическому составу, кол-

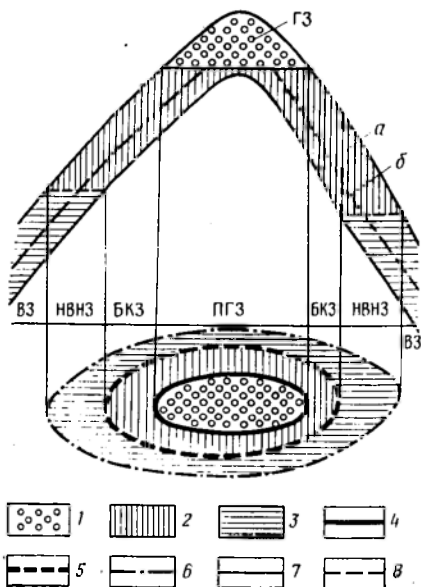


Рис. 18. Схематическое отображение метаструктуры и метанеоднородности залежи нефти и газа на геологическом профиле и в плане (по В. С. Керим-Заде).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; контуры: 4 — газонасыщенности; 5 — внутренний нефтеносности; 6 — внешний нефтеносности; контакты: 7 — газонефтяной; 8 — водонефтяной; зоны: ВЗ — водная; БКЗ — бесконтактная; ПГЗ — подгазовая; ГЗ — газовая; зональные интервалы: а — верхний; б — нижний

лекторским свойствам и т. п. Эти породы располагаются по разрезу в определенной последовательности при чередовании пачек, пластов, слоев с разными свойствами.

Выделение в разрезе и прослеживание по площади одноименных комплексов, горизонтов и пластов, выяснение их выдержанности по простирацию, условий залегания, постоянства состава и мощности осуществляются с помощью корреляции разрезов скважин.

(Корреляция основана на сопоставлении разрезов скважин, расчлененных по каким-либо признакам на интервалы (пачки, пласты, слои), представленные адекватными отложениями.

Сопоставление разрезов скважин может проводиться по разным признакам: биостратиграфическим, хроностратиграфическим и литостратиграфическим (литогенетическим).

К биостратиграфическим признакам относят различия в фаунистической и флористической характеристике пород разреза, связанные с последовательной сменой одних биоценозов другими в процессе образования осадков. При корреляции по биостратиграфическим признакам сопоставление разрезов скважин может производиться по макрофауне (брахиоподы, кораллы и др.), по микрофауне (фораминиферы, диатомеи, остракоды и др.), по палинологическим данным (спорово-пыльцевым комплексам).

К хроностратиграфическим относятся признаки, по которым выделяются интервалы разрезов скважин, образовавшиеся в один и тот же промежуток времени. К числу таких признаков относятся специфические физико-химические свойства породы (определенное содержание акцессорных минералов, типоморфные особенности — форма зерен, окраска, характерные включения), геохимические соотношения элементов породы, конфигурация кривых на диаграммах электро- и радиометрии разрезов скважин и др.

Литогенетические признаки основаны на различиях литолого-коллекторской характеристики пород, обуславливающих наличие в разрезах скважин пластов с разными физическими свойствами. К таким признакам относятся вещественный состав пород (песчаники, алевролиты, глины, известняки и др.), их емкостные и фильтрационные свойства.

В зависимости от решаемых задач различают региональную, общую и детальную корреляцию.

Региональную корреляцию проводят в пределах региона или бассейна седиментации с целью стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования характерных литолого-стратиграфических комплексов, выявления перерывов и несогласий в залегании слоев. Ведущую роль при этом играет биостратиграфическая идентификация сопоставляемых отложений на основании палеонтологических данных. Результаты региональной корреляции используются при

решении поисковых задач и служат основой для общей корреляции.

Общую корреляцию выполняют на более поздних стадиях разведочных работ в пределах месторождений с целью выделения в разрезах пробуренных разведочных скважин одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных и маркирующих горизонтов. При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по всей вскрытой мощности от устьев скважин до их забоев. Сопоставление ведется по био-стратиграфическим и литостратиграфическим признакам, получаемым при обработке кернa и данных геофизических исследований (ГИС). Результаты общей корреляции используются при решении поисково-разведочных задач, таких, как обоснование выделения этажей разведки, а также учитываются при детальной корреляции.

Детальную корреляцию проводят для продуктивной части разреза на стадии подготовки залежи к разработке и в период разработки. Основная задача детальной корреляции — обеспечить построение модели, адекватной реальному продуктивному горизонту. При этом должны быть решены задачи выделения в полном объеме продуктивного горизонта с установлением его границ, определения расчлененности горизонта на отдельные проницаемые пласты и прослои, выявления соотношений в залегании проницаемых и непроницаемых пород, характера изменчивости по площади каждого отдельного пласта, положения стратиграфических и других несогласий в залегании пород и др.

При детальной корреляции основное место отводится идентификации слоев по хроностратиграфическим и литостратиграфическим признакам, определенным по промыслово-геофизическим данным с привлечением результатов исследования кернa.

На разрабатываемых месторождениях основную информацию о продуктивном разрезе, вскрытом добывающими и нагнетательными скважинами, дают промыслово-геофизические методы. Поэтому при детальной корреляции за основу берутся материалы ГИС, которые комплексированы с данными других методов, получаемых при исследовании кернa, опробовании скважин и др. Чем шире комплекс привлекаемых данных, тем надежнее будет проведена детальная корреляция.

Результаты детальной корреляции широко используются при подсчете запасов, проектировании и анализе разработки. На ее основе составляются различные геологические карты, профили и другие материалы, отображающие строение залежей нефти и газа. От правильного проведения детальной корреляции во многом зависят обоснованность принимаемых технологических решений при разработке залежей нефти и газа, точность подсчета запасов, надежность прогноза конечной нефтеотдачи и др.

! Основные положения, учитываемые при детальной корреляции. Одним из важнейших положений, лежащих в основе детальной корреляции, является выявление и учет *последовательности напластования пород*. Разрезы, сложенные осадочными образованиями, представляют собой *чередование прослоев разного возраста и различного литолого-фациального состава*. В зависимости от характера напластования выделяется согласное и несогласное залегание пород.

При согласном залегании пород, слагающих геологический разрез, последовательность их напластования не нарушена, т. е. каждый вышележащий прослой отлагался непосредственно на нижележащем.

При несогласном залегании пород последовательность их напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, дизъюнктивных нарушений с нарушением сплошности пород. Несогласное залегание проявляется в существовании различий углов наклона вышележащих и подстилающих слоев, выпадении из разреза отдельных прослоев, пластов, пачек или их частей, а также повторении в разрезе одних и тех же пачек пород.

Обычно слабо выражена и не всегда улавливается последовательность напластования в пределах рифогенных образований, сложенных биогенными известняками.

Коррелируются только те адекватные интервалы сопоставляемых разрезов, внутри которых установлено согласное залегание слоев. В пределах этих интервалов могут быть выделены и прослежены границы всех одноименных прослоев и пластов.

Интервалы, внутри которых установлено несогласное залегание слоев, не коррелируются. В их пределах выявляются и прослеживаются границы несогласного залегания пород или другие нарушения.

Следующее положение, которое учитывается при детальной корреляции, касается расположения относительно друг друга *границ между разновозрастными прослоями внутри интервалов разреза с согласным залеганием слоев*. При незначительном изменении мощности коррелируемых интервалов в разрезах сопоставляемых скважин границы между смежными разновозрастными прослоями примерно параллельны друг другу. Преимущественная параллельность синхроничных границ свойственна большинству продуктивных горизонтов. Причем если общая мощность продуктивного горизонта в целом меняется мало и в его пределах нет нарушений в согласном залегании пород, то границы разновозрастных прослоев параллельны кровле и подошве продуктивного горизонта.

Если мощность всех прослоев интервала (или в целом продуктивного горизонта) с согласным залеганием пород закономерно изменяется в определенном направлении, то границы между ними имеют веерообразный характер.

При общем согласном залегании пород изменение мощности отдельных прослоев или пачек может происходить на локальных, ограниченных по площади участках, что приводит к некоторому отклонению от параллельного (веерообразного) залегания их границ на таких участках. При этом увеличение мощности обычно связано с повышением песчаности (в результате повышенной скорости отложения осадков) и, наоборот, уменьшение мощности обуславливается повышением глинистости пород (в результате меньшей скорости осадконакопления и более значительного уплотнения пород).

При нормальном залегании пород такие аномальные отклонения в мощности отдельных пластов часто наблюдаются при неизменной мощности горизонта в целом. Это связано с тем, что уменьшение мощности одной части разреза компенсируется увеличением мощности другой его части.

Установление и прослеживание синхроничных границ между прослоями (пластами), а следовательно, выяснение последовательности напластования часто бывает затруднено из-за литолого-фациальной изменчивости по площади слагающих эти прослои пород. Особенно подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные пласты-коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться на коротких расстояниях алевролитами, глинистыми алевролитами, а иногда и глинами.

В карбонатных коллекторах первоначальные границы между прослоями (пластами) зачастую становятся нечеткими, трудноразличимыми вследствие вторичных процессов. Поэтому детальная корреляция разрезов, сложенных карбонатными отложениями, особенно сложна.

Для установления последовательности напластования при детальной корреляции особое значение имеет *выделение в разрезе реперов и реперных границ*. Репером называется достаточно выдержанный по площади и по мощности пласт, отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС. Кровля и подошва такого пласта представляют собой синхроничные поверхности. Иногда этому условию отвечает только одна граница пласта (например, его подошва), так как другая (кровля) не может быть четко определена из-за литолого-фациальной изменчивости или вторичных преобразований. В этих случаях четко фиксируемая синхроничная поверхность пласта может быть принята в качестве *реперной границы*.

Хорошими реперами считаются пачки и прослои, представленные глинами, так как обычно они характеризуются постоянством состава на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности (кровлю и подошву). На диаграммах ГИС такие пачки и прослои четко фиксируются по кавернограммам, кривым ПС, на диаграммах микрозондов и радиокапотажа.

В качестве примера можно привести залегающий в основании горизонта D_1 на Ромашкинском месторождении слой глины мощностью примерно 4 м, который можно уверенно выделить в разрезе большинства пробуренных скважин. Наибольшей устойчивостью свойств могут обладать небольшие по мощности (до 10 м) прослои известняков, залегающие среди терригенных пород. Так, в западной и юго-восточной частях Татарии на огромной площади прослеживаются слои известняков мощностью 2—6 м: в основании тульского горизонта среднего карбона — «тульский известняк»; в кровле горизонта D_1 пашийских отложений — «верхний известняк»; в кровельной части малиновских отложений — «средний известняк» и др., служащие идеальными реперами.

Поэтому при установлении последовательности напластования в первую очередь следует проследить граничные поверхности слоев, образованных глинами, глинистыми известняками, мергелями, которые характеризуются постоянством свойств по площади.

При детальной корреляции необходимо учитывать положение о *ритмичности осадкообразования*, приводящей к последовательной смене пород разного литологического состава. Ритмичность осадкообразования связана с колебательными движениями дна седиментационного бассейна — наступлением (трансгрессией) и отступлением (регрессией) береговой линии. Соответственно выделяются трансгрессивный и регрессивный циклы осадконакопления. Трансгрессивный цикл характеризуется увеличением грубозернистости пород вверх по разрезу, а регрессивный — уменьшением.

Учет ритмичности осадкообразования позволяет более надежно определять характер последовательности напластования пород в разрезе, выявлять места перерывов в осадконакоплении и размывов.

Методические приемы детальной корреляции. Детальная корреляция представляет собой ряд последовательно выполняемых операций, заканчивающихся составлением корреляционной схемы, на которой отображено соотношение в пределах продуктивной части разреза (продуктивного горизонта) пронизаемых прослоев-коллекторов и непроницаемых разделов между ними.

Детальную корреляцию начинают с *выделения реперов и реперных границ*, которые позволяют установить последовательность напластования пород в изучаемом разрезе. Количество реперов и реперных границ подбирается исходя из сложности разреза и наличия пластов, отвечающих требованиям, которые предъявляются к реперам. Необходимо выделять реперы или реперные границы в верхней и нижней частях продуктивного горизонта, а также непосредственно выше его кровли и ниже подошвы. Если в пределах продуктивного горизонта отмечено несогласное залегание слоев (что обычно фик-

сируется на стадии общей корреляции), то необходимо иметь реперы выше и ниже поверхности несогласия.

По корреляционной значимости реперные пласты разделяют на категории. К I категории относят реперы, повсеместно распространенные по площади и четко фиксируемые на каротажных диаграммах всех пробуренных скважин. Эти реперы — основные. Обычно они бывают известны по результатам общей корреляции.

Однако в пределах продуктивного горизонта или в непосредственной близости от его кровли и подошвы обычно удается выделить не более одного-двух реперов I категории. Иногда в пределах коррелирующей части разреза реперные пласты этой категории вообще отсутствуют. В таких случаях важное значение приобретают реперы II категории. К ним относятся реперные пласты, которые хотя и повсеместно распространены, но из-за литолого-фациальной изменчивости выделяются по геофизическим данным менее уверенно. В комплексе с реперами I категории, а при их отсутствии самостоятельно реперы II категории позволяют устанавливать последовательность напластования пород.

При детальной корреляции следует широко пользоваться реперами III категории, каждый из которых может быть выделен только в части скважин. Обычно к ним относят прослой небольшой мощности, которые фиксируются на каротажных диаграммах по какой-либо характерной конфигурации кривых ПС, КС, ГК, НГК исходя из их положения в разрезе относительно реперов I и II категорий.

Реперы I и II категорий наносятся на литологические колонки, построенные по результатам расчленения разрезов сопоставляемых скважин с указанием присвоенных им индексов или названий.

После выделения реперных пластов I и II категорий производят *выбор опорного (эталонного) разреза*. Опорным называется наиболее полный, четко расчлененный и представительный для всей площади или значительной ее части разрез продуктивного горизонта в какой-либо скважине. Он используется в качестве эталонного при проведении детальной корреляции.

В качестве опорных принимаются разрезы тех скважин, которые отражают строение различных структурно-фациальных зон в пределах залежи и в прилегающей к ней водоносной области. Для небольших и средних по размерам залежей обычно может быть подобран один опорный, типичный для всей исследуемой площади разрез. Для крупных залежей могут потребоваться два или большее число опорных разрезов.

На опорном разрезе должны четко выделяться все пласты продуктивного горизонта, все реперы и реперные границы.

Проницаемым пластам-коллекторам, выделенным на опорном разрезе, присваиваются соответствующие индексы. *Индексация пластов* в каждом районе производится по-разному,

исходя из сложившейся традиции. В горизонте Д₁ Ромашкинского месторождения выделяются (сверху вниз) пласты а, б, в, г и д. На Арланском месторождении в бобриковском горизонте выделяются пласты I, II, III, IV, V и VI. На Ярино-Каменноложском месторождении — пласты Тл и Бб.

Следующим этапом работы по детальной корреляции является *сопоставление разрезов каждой из пробуренных на месторождении скважин с разрезом опорной скважины*. Для сопоставления берутся каротажные диаграммы, на которые нанесены результаты расчленения разреза по типам пород и реперы I и II категорий.

Если на месторождении выделены два или более опорных разреза, то сопоставляемые скважины разделяются на группы по количеству опорных разрезов. В каждую группу включаются скважины, разрезы которых наиболее полно отвечают опорному разрезу данной группы.

Попарное сопоставление начинается с совмещения реперов I и II категорий, выделенных на каротажных диаграммах. По поведению мощности между реперами и полноте разреза сопоставляемой скважины по сравнению с опорным разрезом судят о характере напластования и вероятных местах несогласного залегания слоев.

Уточнение интервалов согласного залегания слоев и мест нарушения последовательности напластования производят путем выделения на опорном и сопоставляемом разрезах реперов III категории. Чем больше одноименных реперов III категории можно будет выделить в этих двух разрезах, тем увереннее будут суждения о характере напластования пород.

Совмещая близлежащие реперы, устанавливают, какому проницаемому пласту (пластам) опорного разреза в этом интервале соответствует проницаемый пласт (пласты) сопоставляемого разреза. Одноименным пластам сопоставляемого разреза присваиваются индексы, принятые для пластов опорного разреза.

Затем приступают к *последовательному сопоставлению разрезов всех скважин* в определенном порядке (например, по линии профиля или по типам разрезов).

В результате последовательного сопоставления выясняются особенности внутреннего строения продуктивного горизонта, устанавливаются соотношение в нем пластов-коллекторов и непроницаемых разделов между ними, выдержанность или прерывистость отдельных пластов (прослоев) и их частей и др.

Последовательное сопоставление выполняется путем построения корреляционной схемы, которое начинается с выбора линии корреляции (привязки). В качестве этой линии принимают кровлю или подошву одного из наиболее надежных реперов I или II категории, который достаточно полно отражает характер напластования всего или большей части продуктивного горизонта.

Если в интервале продуктивного горизонта последовательность слоев не нарушена и границы пластов примерно параллельны, то положение в разрезе репера, принимаемого за линию сопоставления, не играет существенной роли.

При веерообразном расположении границ пластов за линию привязки удобнее принимать кровлю или подошву репера, расположенного в средней части продуктивного горизонта.

Если изменение мощности продуктивного горизонта связано с нарушением последовательности напластования (например, с размывом) в его верхней части, то за линию сопоставления принимают кровлю или подошву репера, расположенного ниже поверхности несогласия. При изменении мощности продуктивного горизонта за счет его нижней части (например, вследствие его несогласного залегания на подстилающих размытых отложениях) в качестве линии привязки выбирают репер, расположенный в верхней части продуктивного горизонта, как можно выше от границы несогласия.

После выбора линии привязки начинают непосредственно построение корреляционной схемы.

На листе миллиметровки (ватмана) проводят горизонтальную линию привязки, вдоль которой на произвольных равных расстояниях наносят оси коррелируемых разрезов. Вправо от осей вычерчивают в вертикальном масштабе 1:200 или 1:500 привязанные к линии корреляции геофизические разрезы скважин.

Для этого используются каротажные диаграммы двух-трех наиболее информативных для данного разреза геофизических методов (электрометрии и кавернометрии для терригенных разрезов и радиометрии для карбонатных).

На ось каждого разреза наносят результаты его расчленения — показывают интервалы залегания реперов и их индексы, положение кровли и подошвы непроницаемых прослоев и пачек, а также проницаемых пластов и прослов и их индексы и другую информацию о свойствах пластов, полученную по керновым или иным данным (рис. 19, а).

Затем приступают к прослеживанию одновозрастных (синхроничных) границ в разрезах коррелируемых скважин путем соединения прямыми линиями кровли и подошвы каждого выделенного репера. Вначале прослеживаются кровля и подошва реперов I категории, затем — II и III категорий. При согласном залегании пород продуктивного горизонта с выше- и нижележащими образованиями прямыми линиями показывают положение его верхней и нижней границ (рис. 19, б). После этого волнистой линией отмечают положение поверхности несогласий, связанных с размывом или перерывом в осадконакоплении. Если несогласное залегание пород совпадает с верхней (нижней) границей продуктивного горизонта, то она также показывается волнистой линией. Линии дизъюнктивных нарушений выделяются вертикальными или наклонными прямыми лини-

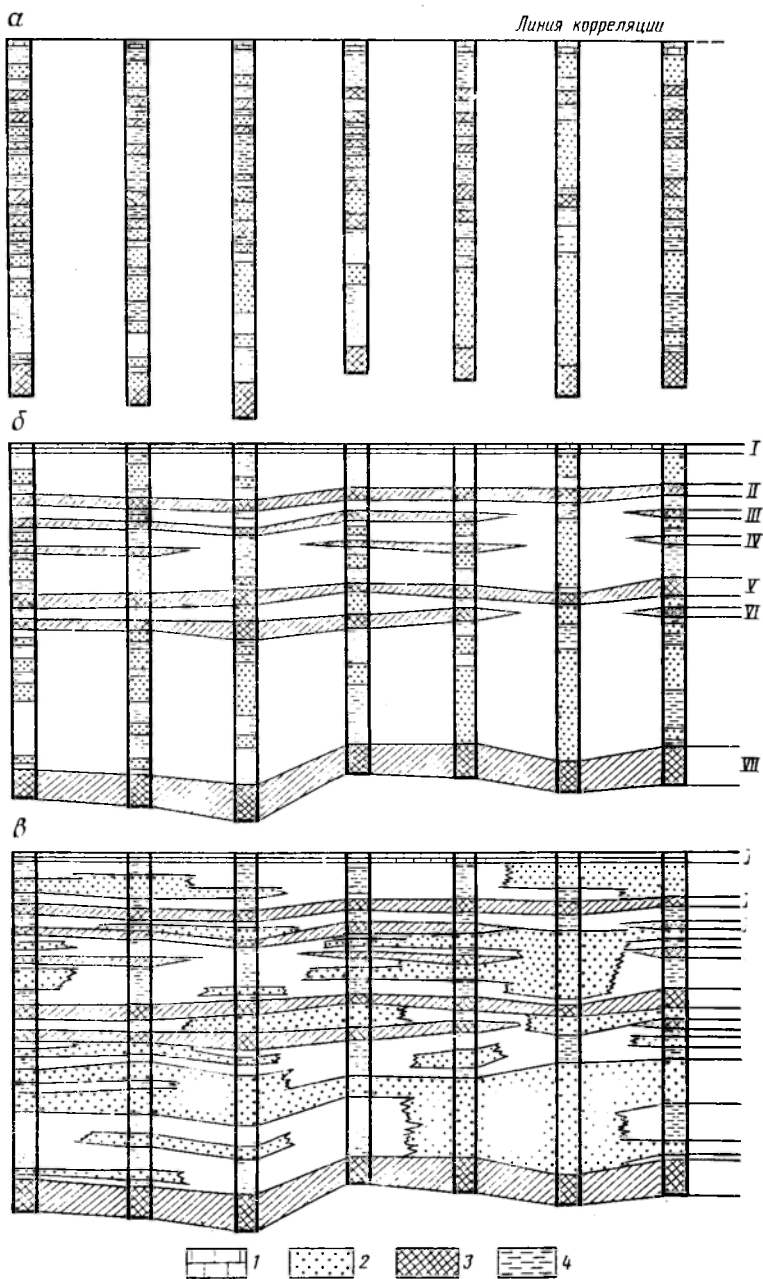


Рис. 19. Пример построения корреляционной схемы.

а — расчленение разрезов скважин и привязка их к линии сопоставления; *б* — прослеживание одновозрастных реперных границ; *в* — прослеживание одноименных пластов-коллекторов; *1* — «верхний известняк»; *2* — песчаники; *3* — глины; *4* — глинистые алевролиты; *I* — *VII* — реперы

ями, проводимыми на половине расстояния между скважинами, находящимися по разные стороны от нарушения.

Только после того как на схеме проведены линии, показывающие положение разновозрастных (синхроничных) поверхностей и поверхностей несогласного залегания пород внутри продуктивного горизонта, можно приступать к прослеживанию границ проницаемых пластов и прослоев. Положение кровли и подошвы каждого из них показывают прямыми линиями, примерно параллельными ранее проведенным линиям разновозрастных (синхроничных) поверхностей. Причем линии кровли и подошвы проницаемых пластов не могут пересекать разновозрастные (синхроничные) поверхности или иметь наклон, существенно отличающийся от наклона последних (рис. 19, в).

Если в одной из скважин пласт сложен породами-коллекторами, которые в соседней скважине замещены породами-неколлекторами, то на половине расстояния между ними вертикальной ломаной (зигзагообразной) линией показывают условную границу фациального замещения. При фациальном замещении только части пласта (верхней или нижней) вертикальной ломаной (зигзагообразной) линией, проведенной на половине расстояния между этими скважинами, показывают, какая часть пласта замещена.

В случае, когда проницаемый пласт размыт, линии его кровли и подошвы соединяют с волнистой линией, показывающей положение поверхности размыва, а в случае дизъюнктивного нарушения со смещением пород — с линией условной поверхности нарушения.

Существенную помощь при детальной корреляции могут оказать так называемые геолого-статистические разрезы.

Геолого-статистический разрез представляет собой кривую вероятностей появления коллектора по палеоглубине продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, расположенных на изучаемой площади.

Построение геолого-статистических разрезов осуществляется следующим образом. Разрезы продуктивного горизонта в пробуренных на залежи скважинах расчленяются по признаку коллектор-неколлектор и привязываются к корреляционной поверхности, условно принимаемой за горизонтальную плоскость. В качестве такой поверхности могут быть приняты один из реперов I—II категорий, кровля (подошва) продуктивного горизонта или другая поверхность, отражающая характер напластования в интервале, для которого строится геолого-статистический разрез.

На разрезе каждой скважины отмечаются точки наблюдения, расположенные с определенным шагом по его палеоглубине от выбранной корреляционной поверхности. Одноименные точки наблюдения в разрезах разных скважин, расположенные на одинаковой палеоглубине, должны совпадать с разновозрастными породами, отлагавшимися в один и тот же мо-

мент времени. Поэтому выбор шага (расстояния) между точками наблюдения проводят с учетом характера напластования пород в продуктивном разрезе. Если слои залегают примерно параллельно друг другу, то точки наблюдения в разрезах всех скважин располагают на любых равных (например, через 1 м)

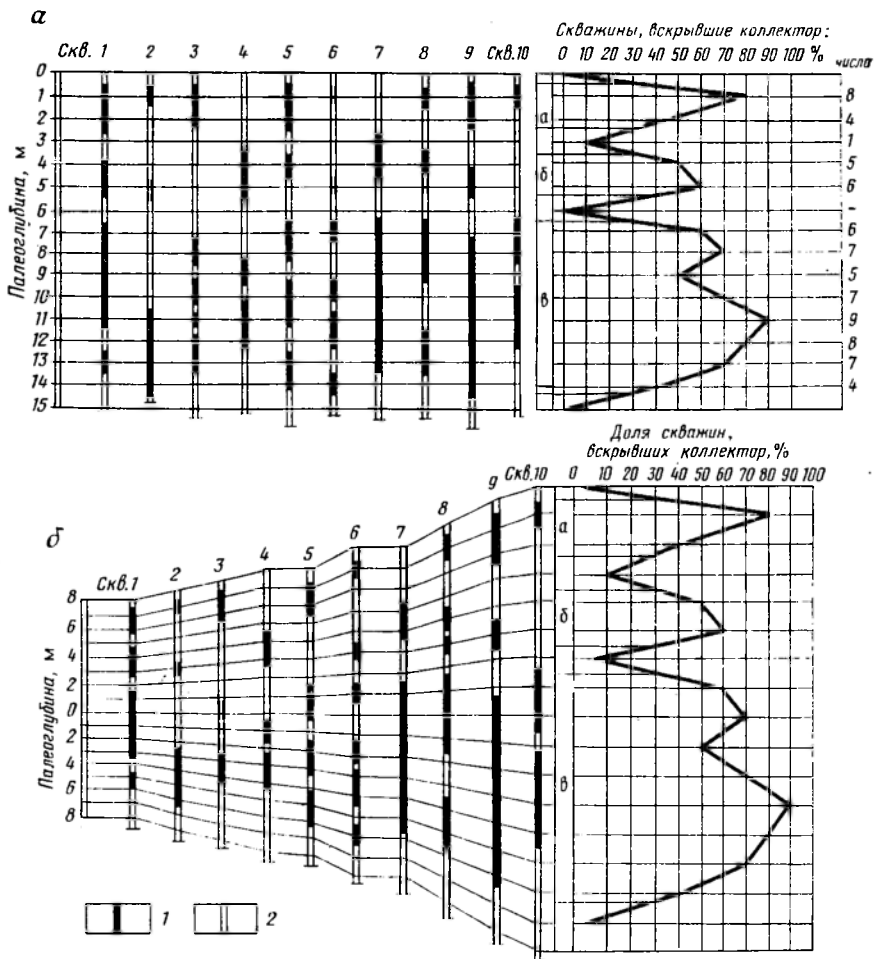


Рис. 20. Пример построения нормального (а) и нормированного (б) геолого-статистических разрезов.

Породы: 1 — коллекторы; 2 — неколлекторы; а, б, в — индексы пластов

расстояниях и строят нормальный геолого-статистический разрез (рис. 20, а).

Если слои залегают всеорообразно, то необходимо принимать разный шаг для разных разрезов путем их нормирования. Проще всего это делать путем деления продуктивного горизонта во всех скважинах на равное число отрезков (рис. 20, б).

В этом случае строят нормированный геолого-статистический разрез.

В каждой точке наблюдения устанавливают, какой породой — коллектором или неколлектором представлен разрез на данной палеоглубине. Полученные данные по всем скважинам обобщают и представляют в виде графика, на оси ординат которого откладывается палеоглубина от корреляционной поверхности, а на оси абсцисс — доля скважин (%), в которых разрез на данной палеоглубине сложен коллектором.

В результате получают дифференцированную кривую, на которой максимумами отмечаются интервалы разреза, сложенные преимущественно коллекторами, т. е. соответствующие пронизываемым пластам, и минимумами — интервалы, сложенные непроницаемыми породами.

На геолого-статистическом разрезе, представленном на рис. 20, четко выделяются три пласта-коллектора: а — в интервале палеоглубин 1—2 м; б — в интервале 4—6 м; в — в интервале 7—14 м.

При значительном количестве скважин построение геолого-статистических разрезов весьма трудоемкая работа и поэтому выполнять ее целесообразно на ЭВМ.

Рассмотрим примеры использования геолого-статистических разрезов (ГСР) при детальной корреляции.

Как указывалось выше, при детальной корреляции крайне важно установить, с чем связано изменение общей мощности продуктивного горизонта. Достаточно уверенно решить эту задачу можно с помощью ГСР. Для этого разрезы всех пробуренных скважин делят на несколько групп, отличающихся друг от друга общей мощностью продуктивного горизонта.

Для каждой выделенной группы строят нормальные или нормированные ГСР, которые сравнивают между собой по конфигурациям кривых.

Если изменение общей мощности продуктивного горизонта происходит в результате появления или исчезновения в его кровле (подошве) дополнительных прослоев или пачек, то хорошо сопоставляются нормальные групповые ГСР. При этом на групповых ГСР с повышенной мощностью обычно четко можно выделить интервал, в пределах которого повторяется кривая группового ГСР с минимальной мощностью, и проследить, за счет какой части разреза происходит увеличение общей мощности продуктивного горизонта.

На рис. 21 показаны групповые ГСР продуктивных отложений яснополянского надгоризонта одной из площадей Арланского месторождения. Здесь выделены три группы скважин с мощностью продуктивного горизонта, м: 42—49 (24 скважины); 38—41,9 (39 скважин) и 31—37,9 (37 скважин). За «нулевую» поверхность принята кровля продуктивных отложений.

При сравнении этих групповых сводно-статистических разрезов отчетливо видно, что в верхней части продуктивного

горизонта кривые ГСР имеют одинаковую конфигурацию и изменения мощности здесь не отмечается. Конфигурации кривых групповых ГСР в нижней части существенно различаются, причем четко видно, что увеличение общей мощности происходит в результате увеличения мощности нижнего песчаного пласта (залегающего на размытой поверхности подстилающих турнейских отложений).

Если нормальные групповые ГСР по конфигурации кривых сопоставляются плохо, то следует построить и сопоставить нормированные групповые ГСР. Хорошая их сопоставимость ука-

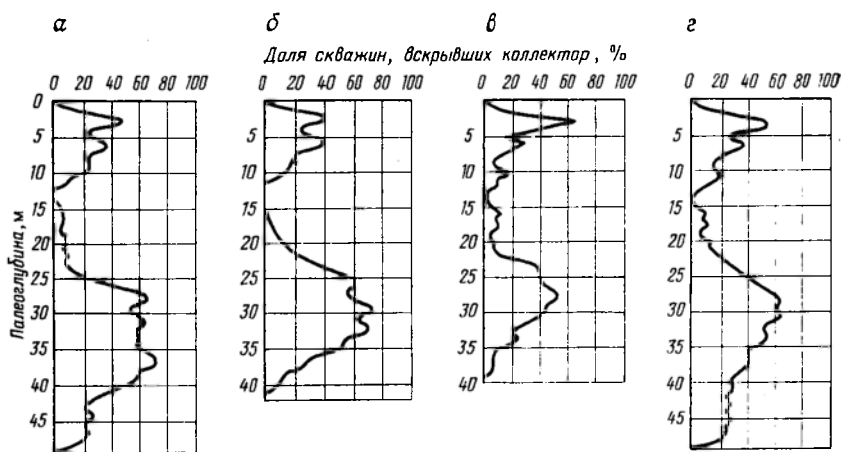


Рис. 21. Групповые геолого-статистические разрезы продуктивных отложений яснополянского надгоризонта Арланского месторождения.

Групповые разрезы по скважинам с мощностью продуктивных отложений, м: а — 42—49; б — 38—41,9; в — 31—37,9; г — сводный геолого-статистический разрез

зывает на то, что изменение общей мощности продуктивного горизонта происходит пропорционально за счет всех его частей при веерообразном залегании пород.

Другой важный вопрос, который позволяют решать ГСР, касается выяснения степени выдержанности по площади пронизываемых прослоев и разделов между ними. При детальной корреляции не всегда бывает ясно, прослеживаются ли отдельные коррелируемые прослои по всей площади между соседними скважинами или представляют собой ограниченные по размерам и не связанные друг с другом линзы.

Поэтому с точки зрения разработки объекта продуктивный горизонт или отдельные его интервалы могут соответствовать одной из следующих основных моделей.

Модель 1 — монолитный пласт-коллектор с линзовидными прослоями непроницаемых пород. Каждый непроницаемый прослой имеет ограниченную площадь распространения и поэтому не может коррелироваться между разрезами соседних скважин. В результате прерывистости эти непроницаемые про-

слои не могут служить гидродинамическим экраном, и поэтому пластовое давление при его изменении в любой части продуктивного разреза хорошо перераспределяется как по вертикали, так и по горизонту.

Модель 2 соответствует переслаиванию выдержанных по площади проницаемых прослоев и в такой же степени выдержанных по площади непроницаемых разделов между ними. Непроницаемые прослои будут хорошими гидродинамическими экранами, и при изменении пластового давления в отдельных проницаемых прослоях его перераспределение между другими прослоями либо сильно затруднено, либо совсем не происходит. Хорошо перераспределяется пластовое давление лишь по простиранию данного прослоя.

Модель 3 — продуктивный горизонт, сложенный преимущественно непроницаемыми породами с линзообразно залегающими разобщенными проницаемыми прослоями. Проницаемые прослои имеют прерывистый характер и между соседними скважинами не прослеживаются. Для такой модели продуктивного пласта разработка может происходить только на режиме истощения без продвижения воды и перераспределения пластового давления между отдельными линзовидными проницаемыми прослоями и частями разреза.

Специальными исследованиями установлено, что к модели 1 относятся интервалы ГСР, характеризующиеся долей скважин, вскрывших коллектор, более 70%. При детальной корреляции в пределах этих интервалов непроницаемые прослои, выделенные в разрезах соседних скважин, не коррелируются, а изображаются в виде изолированных линз.

Интервалы ГСР с долей скважин, вскрывших коллектор, 30—70% относятся к модели 2, и в их пределах все проницае-

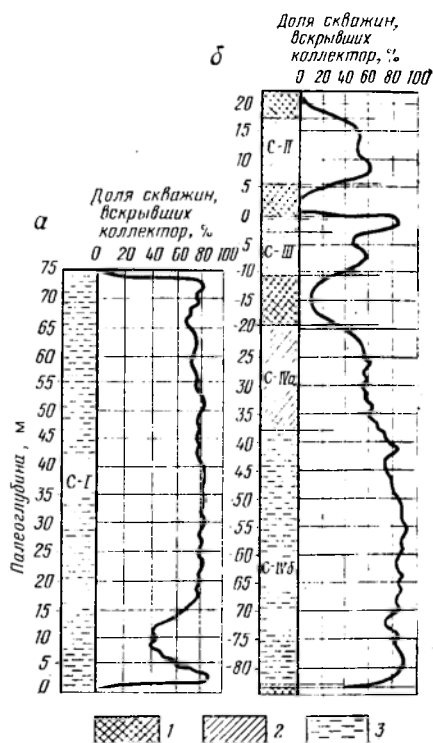


Рис. 22. Геолого-статистические разрезы.

Объекты разработки Мухановского месторождения: а — I (пласт С-I); б — II (пласты С-II, С-III, С-IVа, С-IVб); интервалы разреза, в которых доля скважин, вскрывших коллектор, составляет %: 1 — до 30; 2 — 30—70; 3 — более 70

мые и непроницаемые прослои, вскрытые соседними скважинами, должны рассматриваться как непрерывные и коррелироваться между собой.

Если доля скважин, вскрывших коллектор, менее 30 %, то этот интервал ГСР относится к модели 3. В его пределах проницаемые прослои соседних скважин не коррелируются между собой, так как представляют собой несвязанные изолированные линзы.

У реальных продуктивных горизонтов иногда весь разрез соответствует одной схеме модели. Например, на Мухановском месторождении I объект разработки (пласт С-1) целиком соответствует модели 1 (рис. 22, а) и при его разработке вытеснение нефти водой происходит за счет подъема ВНК практически по всей площади залежи. На месторождении Узень горизонт XIV в основном соответствует модели 2 и по каждому проницаемому прослою этого горизонта происходит продвижение воды в горизонтальном направлении.

Обычно отдельные части продуктивного горизонта относятся к разным схемам моделей. Например, на Мухановском месторождении во II объект разработки объединены пласты С-II, С-III, С-IVа и С-IVб (рис. 22, б). Первые три из них отвечают модели 2, и по ним происходит послойное вытеснение нефти водой, а нижний пласт С-IVб — модели 1, и по нему наблюдается вертикальный подъем ВНК.

Глава V

ИЗУЧЕНИЕ ФОРМЫ ЗАЛЕЖИ

При изучении формы залежи следует различать общий и эффективный объем залежи. В *общий* объем входят все породы (коллекторы и неколекторы) продуктивного горизонта выше ВНК или ГВК, а в *эффективный* — только нефтегазонасыщенные породы-коллекторы.

Форма залежи определяется положением в пространстве различных геологических поверхностей, ограничивающих породы, включенные в общий или эффективный объем залежи. К числу таких поверхностей относятся:

поверхности, разделяющие породы-коллекторы и неколекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород, со стратиграфическими несогласиями и др.;

дизъюнктивные поверхности, обычно связанные со смещением разновозрастных пород относительно друг друга;

поверхности между породами с разным характером насыщающих их флюидов, т. е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК.

Кроме того, в качестве поверхностей, ограничивающих общий объем залежи, принимаются структурные или синхроничные поверхности, разделяющие смежные слои по возрастному признаку (кровля или подошва залежи).

Пересекающиеся граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются линейными границами залежи (контуры нефтегазоносности, границы распространения коллекторов, линии дизъюнктивных нарушений).

Процедуру определения положения поверхностей и геологических границ, обуславливающих общий и эффективный объем залежи (выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений), называют *геометризацией* залежи.

§ 1. ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ, ОГРАНИЧИВАЮЩИХ ЗАЛЕЖЬ

подавляющее большинство залежей нефти и газа приурочено к тектоническим структурам — различного типа складкам, поднятиям, куполам и др. Поэтому форма тектонической структуры во многом определяет форму залежи.

В качестве верхней границы залежи при согласном залегании пород продуктивного горизонта и перекрывающих его пород принимается кровля продуктивного горизонта, т. е. синхроничная поверхность, разделяющая эти породы независимо от их литологической характеристики в разных частях залежи.

В случаях, когда прикровельная часть продуктивного горизонта повсеместно выполнена проницаемой породой, верхней границей залежи служит верхняя поверхность коллекторов. Такое совпадение имеет место при монолитном строении продуктивного горизонта, выполненного по всей мощности породой-коллектором (рис. 23, а), или при многопластовом продуктивном горизонте, когда верхний проницаемый пласт (прослой) залегает повсеместно.

Примером могут служить нефтегазовая залежь мезотического горизонта II Анастасиевско-Троицкого месторождения, в которой верхней границей залежи повсеместно служит поверхность мощного песчаного пласта, а также верхнемеловые залежи Малгобек-Вознесенского, Брагунского, Эльдаровского месторождений, у которых верхней границей залежи служит поверхность толщи трещиноватых карбонатных пород-коллекторов.

Если в прикровельной части горизонта имеются участки замещения коллекторов непроницаемыми породами, то на этих участках верхние границы залежи и поверхности коллекторов не совпадают (рис. 23, б, в). В качестве примера можно привести горизонт Б₈ Самотлорского месторождения в Западной Сибири, где верхняя граница залежи проводится по кровле пласта Б₈⁰, коллекторы которого имеют прерывистое залегание по площади.

Другой пример — Ромашкинское месторождение, где кровлей продуктивного горизонта Д₁ (верхней границей залежи) является граница между репером «верхний известняк» и прерывистым пластом а. На участках, где пласт а представлен

коллектором, верхней границей залежи служит поверхность коллекторов пласта. На участках замещения коллекторов пласта непроницаемыми породами верхняя граница залежи проходит по подошве репера «верхний известняк».

За нижнюю границу пластовой залежи нефти (газа) в пределах внутреннего контура нефтеносности (газоносности) принимают подошву продуктивного горизонта, т. е. поверхность между продуктивным горизонтом и подстилающими непроницаемыми породами.

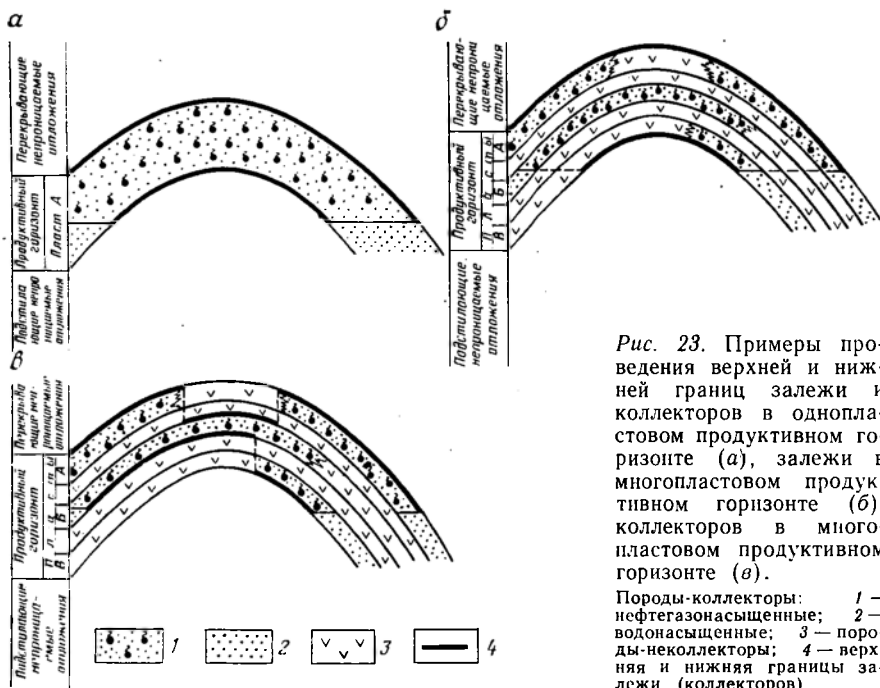


Рис. 23. Примеры проведения верхней и нижней границ залежи и коллекторов в однопластовом продуктивном горизонте (а), залежи в многопластовом продуктивном горизонте (б), коллекторов в многопластовом продуктивном горизонте (в).

Породы-коллекторы: 1 — нефтегазонасыщенные; 2 — водонасыщенные; 3 — породы-неколлекторы; 4 — верхняя и нижняя границы залежи (коллекторов)

Все, что было сказано выше относительно совпадения верхней границы залежи с верхней поверхностью коллекторов, полностью относится и к нижней границе залежи.

Изучаются формы верхней и нижней границ залежей с помощью структурных карт, представляющих собой графическое изображение в изогипсах рельефа изучаемых поверхностей.

Сечение между изогипсами выбирают в зависимости от угла падения пластов, высоты структуры, количества и качества исходной информации. Конфигурация изогипс характеризует направление падения слоев, а плотность их расположения — углы наклона.

Для построения карты поверхности кровли (подошвы) продуктивного горизонта необходимо определить абсолютную от-

метку залегания картируемой поверхности в скважине и проекцию точки пересечения этой поверхности стволом скважины на карте (рис. 24).

При определении положения проекции точки наблюдения на плане учитывают ее смещение от устья скважины в результате искривления ее ствола. Для определения абсолютной отметки кровли (подошвы) продуктивного горизонта необходимо знать:

альтитуду устья скважины (A);

глубину, на которой ствол скважины пересекает картируемую поверхность (L);

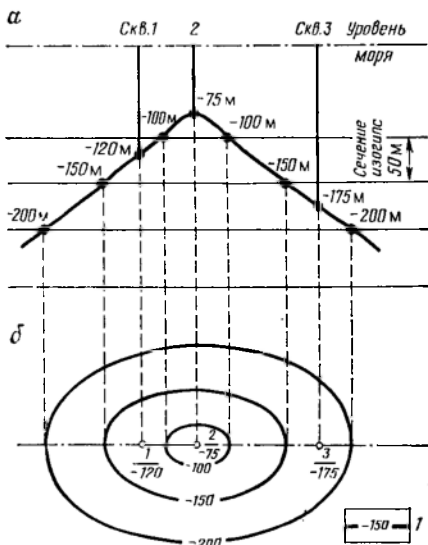


Рис. 24. Изображение глубинного рельефа с помощью изогипс.

а — профильный разрез; б — структурная карта; 1 — изогипсы глубинного рельефа.

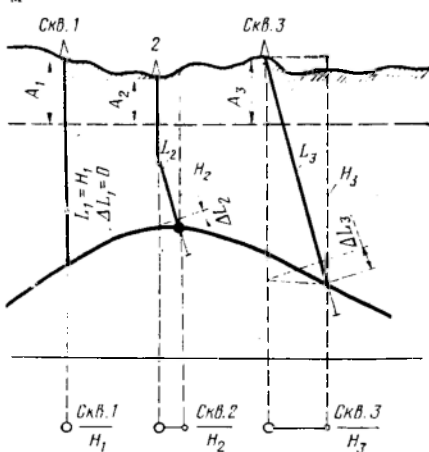


Рис. 25. Пример определения положения проекции точки наблюдения на плане

удлинение ствола скважины (ΔL) за счет искривления.

Абсолютная отметка H картируемой поверхности в точке наблюдения (рис. 25) определяется по формуле

$$H = (A + \Delta L) - L. \quad (V.1)$$

Построение структурных карт представляет собой определение положения изогипс на плане. Применяются два основных способа построения структурных карт:

способ треугольников, применяемый при картировании поверхностей залежей, приуроченных к ненарушенным или слабо-нарушенным структурам;

способ профилей, целесообразный при картировании поверхностей залежей, приуроченных к структурам, расчлененным дизъюнктивными нарушениями на блоки.

Способ треугольников основан на нахождении между парами скважин с известными абсолютными отметками залегания картируемой поверхности положения точек с промежуточными значениями отметок и на проведении через точки с одинаковыми отметками изогипс.

Для удобства построений точки соседних скважин соединяют на плане линиями таким образом, что образуется система треугольников (рис. 26, а). Затем на каждой линии, образующей сторону треугольника, по правилу линейной интерполяции

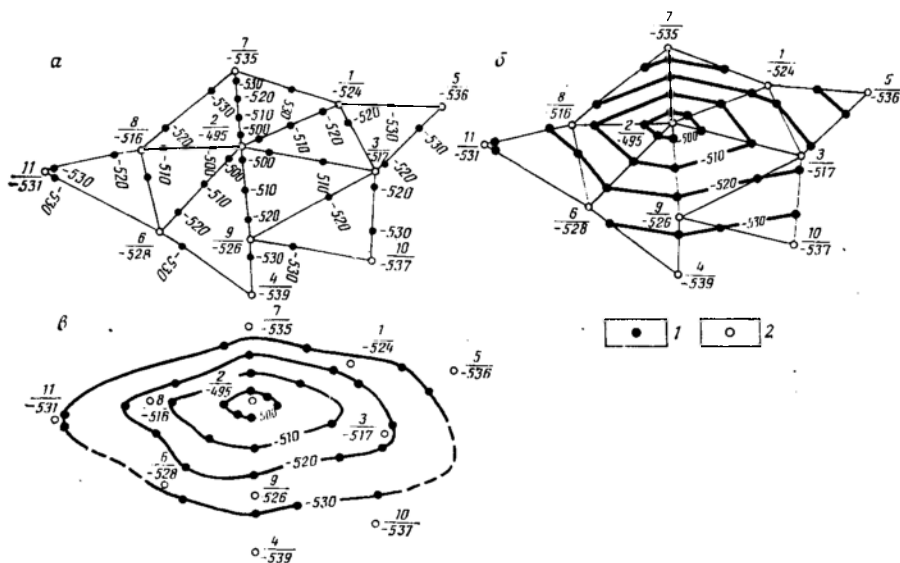


Рис. 26. Пример построения структурной карты методом треугольников.

а — определение отметок изогипс между соседними скважинами; б — проведение изогипс по сторонам треугольников; в — сглаживание формы изогипс в соответствии с общегеологическими предпосылками.

1 — точки наблюдения с отметками картируемой поверхности, м; 2 — скважины; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка картируемой поверхности, м

находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами.

Линейная интерполяция предполагает, что на данном отрезке (между двумя скважинами) изменение абсолютных отметок происходит по линейному закону, т. е. наклон линии, соединяющей эти две точки, на всем ее протяжении постоянен. Расстояние любой изогипсы от одной из точек наблюдений на этой линии при линейной интерполяции можно найти по формуле

$$l_x = [(H_x - H_1)/(H_2 - H_1)] l_{1,2}, \quad (V.2)$$

где l_x — расстояние от искомой изогипсы до скв. 1 на линии, соединяющей скв. 1 и 2; H_x — значение (абсолютная отметка)

искомой изогипсы; H_1 и H_2 — абсолютные отметки залегания картируемой поверхности соответственно в скв. 1 и 2; $l_{1,2}$ — расстояние между скв. 1 и 2.

Интерполяция с помощью (V.2) — трудоемкий процесс. Удобнее пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий, проведенных на кальке на равных расстояниях друг от друга (рис. 27). Для удобства пользования масштабной сеткой линиям на ней можно присвоить значения абсолютных отметок.

Полученные на сторонах каждого треугольника одноименные точки соединяются линиями-изогипсами (см. рис. 26, б). Совокупность элементарных площадок (треугольников) с проведенными на них изогипсами дает формально геометризованную схему картируемой поверхности.

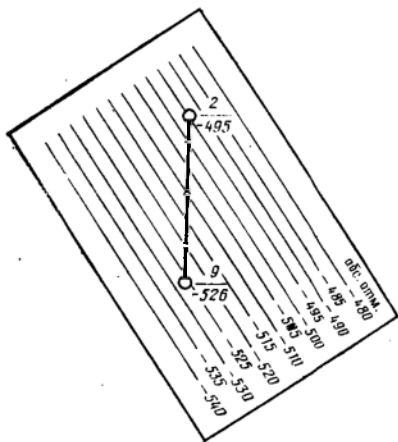
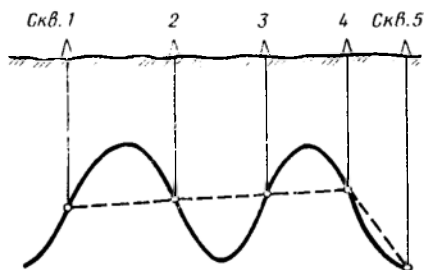


Рис. 27. Пример линейной интерполяции с помощью масштабной сетки

Рис. 28. Возможное положение точек наблюдения на картируемой поверхности



Чем больше точек наблюдения, тем меньше размеры треугольников и тем точнее построенная карта будет отражать форму реальной картируемой поверхности.

При построении карт поверхностей глубинного рельефа, ограничивающих залежи, необходимо учитывать следующее.

В распоряжении составителя структурной карты имеются точки наблюдения (скважины), расположенные по площади картируемой поверхности без учета фактических особенностей ее формы и зачастую не совпадающие с линиями перегиба поверхности или изменения ее наклона (рис. 28). Следовательно, если строго придерживаться линейной интерполяции, можно получить карту какой-то фиктивной поверхности, имеющей общие точки с картируемой поверхностью только в местах расположения скважин и далекой от ее фактической формы. Поэтому необходимо придерживаться следующих общих правил:

при построении структурных карт нужно учитывать всю дополнительную прямую и косвенную геолого-геофизическую

информацию о форме картируемой поверхности (сейсмические профили и карты, данные структурного бурения и др.);

до начала построений по методу треугольников следует выявить общие закономерности в залегании пород, такие, как направление осей структуры, доминирующее направление падения на разных участках, предполагаемое положение свода и периклинальных окончаний и др.;

нельзя объединять в один треугольник скважины, между которыми проходят вероятные линии перегиба слоев, например скважины, расположенные на разных крыльях структуры;

следует избегать выделения треугольников с острыми углами, так как это может привести к неоправданному искривлению изогипс;

соединение точек с одноименными отметками при проведении изогипс следует выполнять плавными линиями без резких изгибов;

проведение изогипс следует начинать с участков, наиболее полно освещенных скважинами; конфигурация изогипс на прилегающих слабо освещенных участках должна подчиняться (проходить параллельно) изолиниям, проведенным по большому числу точек наблюдения.

На рис. 26, в показана карта, построенная с учетом изложенных правил. Способ построения структурной карты по методу профилей изложен в § 2 настоящей главы.

При построении структурных карт необходимо выдерживать соответствие между точностью карты и количеством и качеством исходной информации.

Критерием точности карт в изолиниях является величина сечения между изолиниями. Поэтому обоснование величины сечения весьма ответственная задача. При ее решении необходимо учитывать плотность точек наблюдения, точность исходных данных, сложность картируемой поверхности. Рассмотрим методы учета этих факторов при обосновании величины сечения между изогипсами.

Плотность точек наблюдения при выборе величины сечения между изолиниями учитывается следующим образом. Как видно на рис. 29, при построении карты в изолиниях методом линейной интерполяции фактическая кривая AB (соответствующая картируемой поверхности) заменяется прямой AB , для характеристики которой достаточно двух изолиний с сечением между ними не более BC . Если брать величину сечения меньше, то все промежуточные изолинии будут характеризовать эту фиктивную, а не реальную поверхность и создавать ошибочное представление о точности карты.

Если увеличить количество точек наблюдения, то прямая AB заменится ломаной $ADMB$, более близкой к кривой AB . Чтобы ее охарактеризовать, нужно сгустить изолинии. Причем в верхней части кривой их следовало бы провести гуще, так как для отрезка MB сечение должно быть равным BF , а в ниж-

ней — реже: для отрезка AD достаточно иметь величину сечения EC . Однако брать разную величину сечения на одной карте нельзя.

В таких случаях рациональной величиной сечения между изолиниями будет значение, примерно равное средней разности между абсолютными отметками поверхности во всех соседних скважинах. В рассматриваемом примере величину сечения $h_{из}$ следует принять:

$$h_{из} = (BF + FE + EC)/3. \quad (V.3)$$

Чем больше точек наблюдения при прочих равных условиях, тем меньше разность между абсолютными отметками поверх-

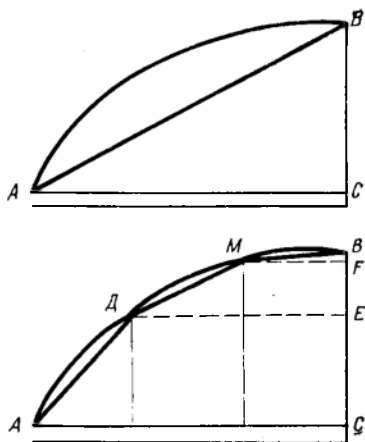


Рис. 29. Влияние количества точек наблюдения на точность отображения картируемой поверхности

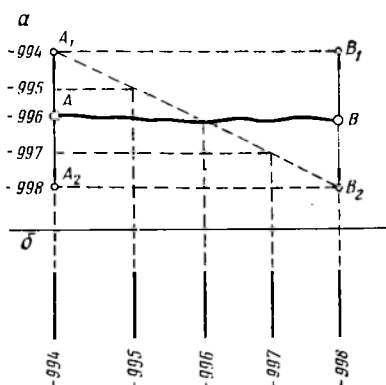


Рис. 30. Влияние погрешностей определения абсолютных отметок на точность отображения картируемой поверхности.
а — профильный разрез; б — структурная карта

ности в соседних скважинах. Поэтому величину сечения можно принять меньшей, что повысит точность карты.

Выбор величины сечения изолиний в зависимости от точности исходных данных учитывается следующим образом. Абсолютная отметка картируемой поверхности в точке наблюдения (скважине) определяется с некоторой погрешностью $\pm m$. На рис. 30 $m = A - A_1 = A + A_2 = B - B_1 = B + B_2$. При этом замеченная величина абсолютной отметки составит $L \pm m$.

Погрешности определения абсолютных отметок картируемых поверхностей в скважинах бывают связаны с погрешностями определений альтитуд устьев скважин, с удлинением скважин за счет искривления и неточности его определения, с растяжением кабеля при каротаже, с неточностями при копировании

диаграмм и др. Для Волго-Уральской провинции погрешности определения абсолютных отметок маркирующих горизонтов на глубине 1000 м составляют $\pm 1,76$ м.

При погрешностях одного знака в соседних скважинах $m = A - A_1 = B - B_1$ или $m = A + A_2 = B + B_2$, относительное превышение Δ одной точки наблюдения над другой будет соответствовать фактическому: $\Delta = (A + m) - (B + m) = A - B$.

При погрешностях разного знака $m = A - A_1 = B + B_2$ разница между замеренными и фактическими значениями составит $\pm 2m$: $\Delta = (A + m) - (B - m) = A + m - B + m = A - B + 2m$. Таким образом, если фактическая разница между двумя точками меньше или равна $2m$, то все изолинии в этом интервале будут отражать не изменение самого параметра, а погрешности его определения (см. рис. 30).

Следовательно, сечение между изолиниями должно быть не менее $2m$ (для условий Волго-Уральской провинции больше 3,5 м).

Сложности поверхности учитываются следующим образом. Поверхность тем сложнее, чем больше отличаются величины абсолютных отметок в отдельных ее точках.

Степень изменчивости параметра характеризуется среднеквадратическим отклонением, показывающим, насколько отдельные значения параметра в среднем отклоняются от его значения в ту или иную сторону:

$$\sigma = \pm \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right] / (n-1)}. \quad (V.4)$$

Чтобы карта уверенно отражала изменчивость параметра по площади, в диапазоне 2σ должно пройти несколько изолиний, т. е. сечение между изолиниями должно приниматься больше 2σ .

§ 2. ИЗУЧЕНИЕ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

В зависимости от характера смещения слоев и положения плоскости нарушения выделяются взбросы, сбросы, сбросо-взбросы. При взбросе приподнятое крыло располагается под плоскостью нарушения. При этом скважина, пересекая взброс, вскрывает дважды одни и те же слои (рис. 31, I). При сбросе приподнятое крыло располагается под плоскостью нарушения и в скважине, пересекающей сброс, выпадет часть разреза (рис. 31, II).

Трещины, по которым происходило смещение слоев, могут быть закрытыми или открытыми. В зависимости от этого и от амплитуды смещения нарушения делятся на проводящие и экранирующие. Проводящие нарушения обычно не сказываются на целостности залежи. Экранирующие нарушения служат есте-

стенными границами залежей или расчленяют залежи на изолированные участки.

Прямым указанием на наличие разрывного нарушения служат разрезы скважин с повторением некоторых участков (взброс) или их выпадением (сброс). К косвенным указаниям относятся тектоническая нарушенность соседних структур, а также резкие перепады гипсометрических отметок кровли и подошвы пласта изучаемого горизонта на небольшом расстоянии.

Отнесение нарушений к проводящим или экранирующим может быть осуществлено на основании сопоставления абсо-

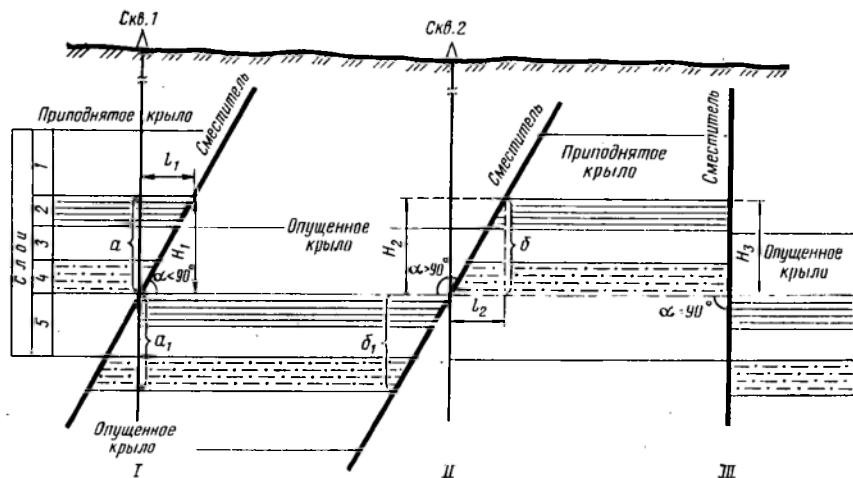


Рис. 31. Элементы дизъюнктивных нарушений.

I — взброс; II — сброс; III — сбросо-взброс; H_1 , H_2 , H_3 — высоты соответственно взброса, сброса и сбросо-взброса; l_1 , l_2 — ширина перекрытия сместителя соответственно при взбросе и сбросе; части разреза: a , a_1 — повторяющиеся в скв. 1, b , b_1 — выпадающие в скв. 2

лютных отметок контактов между нефтью, газом и водой в разных блоках.

Если в пределах разных блоков ВНК, ГНК или ГVK единого горизонта находятся на разных гипсометрических отметках или при одинаковых отметках горизонт в одном блоке содержит нефть (газ), а в других — воду, то разрывные нарушения относятся к экранирующим и служат границами залежей. При единых гипсометрических отметках контактов в соседних блоках есть основания считать тектоническое нарушение проводящим, т. е. не служащим границей залежи.

Наличие или отсутствие связи между блоками можно выявить также путем гидропрослушивания двух скважин, расположенных по разные стороны от нарушения. Если изменение режима работы в одной скважине вызовет изменение режима работы в другой, то нарушение относят к проводящему. При

отсутствии взаимодействия между скважинами нарушение можно считать экранирующим.

Положение дизъюнктивных нарушений, их форма, размеры и другие особенности выявляются с помощью структурных карт верхней и нижней

границ залежи, построенных по способу профилей. Для этого составляется максимальное возможное количество профилей, расположенных преимущественно перпендикулярно к направлению протяженности нарушений (рис. 32). Линии профилей наносятся на план. На профилях выделяют кровлю или подошву продуктивного горизонта, т. е. поверхность, по которой будет строиться карта. В соответствии с принятым сечением изолиний на каждом профильном разрезе вычерчивается высотная сетка, состоящая из параллельных горизонтальных линий. Одна из этих линий (на рис. 32 — с абсолютной отметкой —500 м) принимается за базисную.

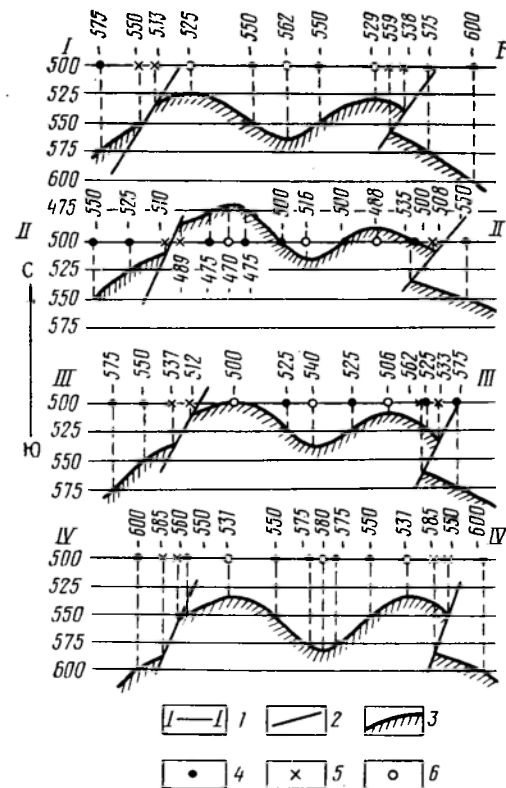


Рис. 32. Основа для построения структурной карты по способу профилей (по М. А. Жданову).

1 — профили; 2 — след пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля; 3 — кровля (подошва) продуктивного горизонта на профиле; проекция; 4 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с линиями сечения; 5 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 6 — точек перегиба кровли продуктивного горизонта

ции точек отмечаются разными знаками, и около них надписывается абсолютная отметка залегания картируемой поверхности в каждой точке.

На плане на каждую линию профиля переносят с базисных линий проекции точек и абсолютные отметки кровли (подошвы) пласта (рис. 33).

Построение структурной карты начинают с определения положения на плане следов пересечения тектонических нарушений с картируемой поверхностью. Для этого плавной линией

Рис. 33. Структурная карта, построенная по способу профилей (по М. А. Жданову).

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, м; 2 — горизонтальные проекции следов пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 3 — оси тектонической структуры; 4 — положение профилей

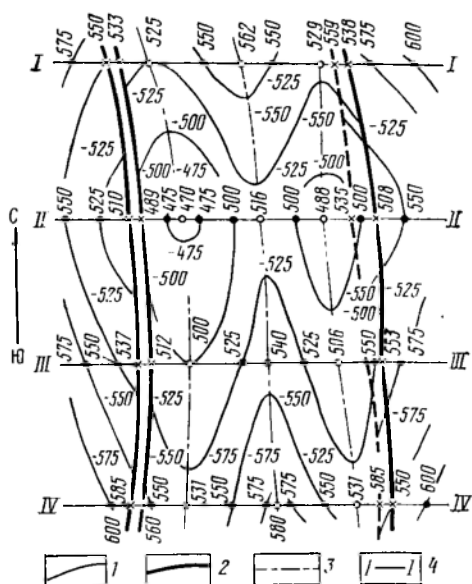
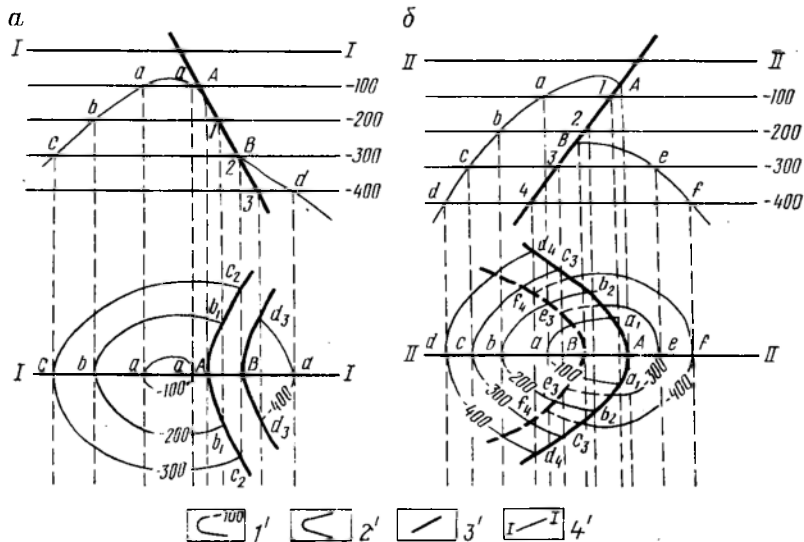


Рис. 34. Принципиальная схема изображения поднятий, осложненных сбросом (а) и взбросом (б).

1' — изогипсы пласта, м; 2' — горизонтальные проекции следов пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения; 3' — сброс и взброс; 4' — профили; а—г, 1—4, А, В — проекции точек, необходимых для построения карты



соединяют проекции точек пересечения кровли (подошвы) с поверхностью нарушения. Затем в пределах каждого блока, соединяя штрихпунктирной линией проекции точек перегиба картируемой поверхности, проводят тектонические оси струк-

туры. И наконец, также в пределах каждого блока проводят изогипсы картируемой поверхности, соединяя плавными линиями одноименные абсолютные отметки кровли (подошвы) пласта.

По структурной карте легко определить амплитуду нарушения. Для этого сравниваются абсолютные отметки изогипс, примыкающих к нарушению с противоположных сторон. Разница между ними составляет амплитуду сброса (взброса).

При наклонной поверхности нарушения положение дизъюнктивной границы на карте отображается двумя линиями, из которых одна соответствует границе приподнятого блока, а другая — границе опущенного. При сбросе соседние блоки на карте отдалены друг от друга, обе граничные линии как бы «видны» сверху, и поэтому на плане они изображаются сплошными линиями. Между ними картируемая поверхность отсутствует и изолинии не проводятся (рис. 34, а). При взбросе смежные блоки частично совмещаются в плане, т. е. один блок надвинут на другой. Поэтому на структурной карте «видимая» сверху линия контакта поверхности взброса и картируемой поверхности приподнятого крыла изображается сплошной линией, а «невидимая» линия контакта опущенного крыла — пунктиром. В зоне перекрытия одного блока другим изогипсы картируемой поверхности приподнятого блока проводятся сплошными линиями, а опущенного — пунктирными (рис. 34, б).

При вертикальной поверхности нарушения положение дизъюнктивной границы на структурной карте отображается одной сплошной линией, в которую упираются изогипсы картируемой поверхности в смежных блоках.

§ 3. ИЗУЧЕНИЕ ГРАНИЦ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ С ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗМЕНЧИВОСТЬЮ ПЛАСТОВ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИМИ НЕСОГЛАСИЯМИ

Границы залежей бывают связаны с полным замещением коллекторов продуктивного горизонта непроницаемыми породами или с их выклиниванием. Наличие и положение таких границ определяются условиями осадкообразования пород продуктивного горизонта, перерывами в их отложении, размывами и другими процессами, приводящими к изменению свойств пород, нарушению последовательности залегания слоев относительно друг друга и т. п.

Границы, связанные с замещением коллекторов, проводятся по линиям, вдоль которых проницаемые породы-коллекторы продуктивного пласта в результате фацальной изменчивости утрачивают свои коллекторские свойства и переходят в непроницаемые породы.

Потеря пластом коллекторских свойств называется замещением коллекторов, а связанная с этим экранирующая граница — *линией фацального замещения* коллекторов.

Положение линии замещения коллекторов определяется по данным керна, промысловой геофизики и (или) опробования о том, какими породами, проницаемыми или непроницаемыми, представлен пласт в каждой конкретной скважине с учетом изменчивости его коллекторских свойств и мощности.

При ограниченном числе пробуренных скважин положение линии замещения может быть определено лишь приближенно следующим образом. На плане расположения скважин одним знаком отмечаются скважины, в которых продуктивный пласт представлен проницаемыми породами, другим знаком — скважины, в которых он замещен непроницаемыми породами. При этом более или менее уверенно можно говорить о том, что замещение происходит в пределах расстояния между каждыми двумя скважинами, если в одной из них пласт сложен коллектором, а в другой — непроницаемой породой. Так как положение линии замещения на площади между этими скважинами установить невозможно, она проводится либо строго на половине расстояния между ними, либо немного дальше от скважины, в которой отмечается большая мощность пласта, и несколько ближе к скважине с меньшей его мощностью.

Чем меньше расстояние между скважинами, расположенными по разные стороны от линии замещения, тем точнее определяется ее положение.

С одной стороны этой линии, соответствующей наиболее вероятному (при данном ограниченном количестве информации) положению линии замещения коллекторов, должны находиться все скважины, вскрывшие пласт-коллектор, а в с другой — скважины, находящиеся в зоне замещения коллекторов.

Более точно положение линии замещения может быть определено, если по достаточному количеству скважин можно установить градиент изменения мощности или пористости пласта-коллектора в направлении линии замещения.

При выклинивании или размыве продуктивных отложений, сопровождающихся несогласным залеганием слоев, образуются *линии выклинивания* или *размыва*, ограничивающие площадь, за пределами которой пласт не отлагался или размыт.

Наличие выклинивания и размыва продуктивных отложений устанавливается при детальной корреляции разрезов скважин по несогласному залеганию продуктивных и перекрывающих (подстилающих) отложений и выпадению из разрезов отдельных скважин продуктивного пласта.

Определение положения линий выклинивания или размыва, служащих границами залежи, возможно несколькими способами. Выбор способа зависит от объема исходных данных (числа скважин), которые можно использовать для этой цели.

При небольшом числе пробуренных скважин линии выклинивания и размыва проводятся условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых имеется продуктивный пласт, а в другой — отсутствует. Этот способ обычно приме-

няется на стадии проектирования разработки по редкой сети разведочных скважин.

После разбуривания залежи сеткой добывающих скважин положение линии выклинивания можно уточнить по градиенту уменьшения мощности продуктивных отложений в направлении к линии выклинивания. Для этого используется карта общей мощности продуктивного пласта в изолиниях, построенная по данным всех пробуренных скважин. Нулевая изопакита на этой карте соответствует линии выклинивания и считается границей залежи на определенном участке.

Положение линий выклинивания и размыва можно также уточнить путем построения серии профилей. Для этого перпендикулярно к уточняемой линии через пробуренные скважины проводится возможно большее число профилей. В каждый профиль должны быть включены несколько скважин, расположенных в зоне распространения продуктивного пласта, и одна-две скважины, находящиеся в зоне отсутствия этого пласта.

На профилях устанавливают последовательность напластования слоев продуктивных, а также перекрывающих и подстилающих отложений и проводят линии, соответствующие положению их кровли и подошвы. Определив на профиле место смыкания кровли подстилающих и подошвы перекрывающих отложений, находят точку, в которой линия выклинивания или размыва пересекает профиль. Затем точки пересечения линии выклинивания (размыва) со всеми построенными профилями переносят на карту. Соединив эти точки, получают в плане линию выклинивания или размыва, которая служит границей залежи на этом участке.

§ 4. ГРАНИЦЫ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫЕ С НЕФТЕГАЗОВОДОНАСЫЩЕННОСТЬЮ КОЛЛЕКТОРОВ

В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт газ, нефть и вода располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных (капиллярных) сил.

В результате действия гравитационных сил верхнюю часть залежи заполняет газ, имеющий минимальную плотность, ниже располагается нефть, а еще ниже — вода. Однако молекулярно-поверхностные силы препятствуют гравитационному распределению газа и жидкостей в пористой среде в строгом соответствии с их плотностями. Это проявляется в том, что в продуктивных пластах содержится определенное количество остаточной воды, сохранившейся в поровом пространстве коллекторов (см. § 4 главы IV), а также в сложном распределении по разрезу нефти и воды в приконтурной зоне пласта. На границе воды с нефтью вода, а на границе нефти с газом нефть под действием капиллярного давления в части капилляров поднима-

ются выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения.

Величина капиллярного подъема h определяется уравнением

$$h = (2\delta_{в.н} \cos \theta_{в.н}) / [r_i g (\rho_{в} - \rho_{н})], \quad (V.5)$$

где $\delta_{в.н}$ — поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды; $\theta_{в.н}$ — краевой угол смачивания на той же границе; r_i — радиус капиллярной трубки; g — ускорение свободного падения; $\rho_{в}$, $\rho_{н}$ — плотности соответственно воды и нефти.

Исходя из (V.5) можно отметить, что высота капиллярного подъема увеличивается:

при уменьшении радиуса капилляра;

при уменьшении разницы плотностей контактирующих фаз;

при уменьшении краевого угла смачивания;

при увеличении поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз.

Высота подъема жидкости в капилляре возрастает также при увеличении минерализации воды и при уменьшении температуры.

В результате четкие границы между газо-, нефте- и водонасыщенными частями пласта обычно не образуются, а выделяются так называемые переходные зоны. В пределах переходной зоны содержание нефти (газа) снижается сверху вниз от предельного насыщения до нуля. Чем меньше радиус пор пласта-коллектора, тем больше мощность переходной зоны.

Наибольшей мощностью характеризуются переходные зоны на контакте нефть — вода, где она в разных залежах меняется в очень широких пределах — от нескольких сантиметров до десятков метров. Например, в верхнемеловых залежах Чечено-Ингушетии на Эльдаровском, Брагунском, Малгобек-Вознесенском и других месторождениях, где нефтеносность связана с трещиноватыми известняками и плотность нефти невелика, мощность переходной зоны не превышает нескольких сантиметров, а в Западной Сибири в залежах нефти, приуроченных к полимиктовым коллекторам, мощность переходной зоны достигает 12—15 м.

На рис. 35 показано распределение газа, нефти и воды в продуктивном пласте с предельной нефтегазонасыщенностью 80 %. Здесь по характеру насыщенности можно выделить пять интервалов (снизу вверх): *V* — водоносная зона; *IV* — переходная зона от нефти к воде; *III* — нефтяная зона; *II* — переходная зона от нефти к газу; *I* — газоносная зона.

Показанные особенности распределения газа, нефти и воды по разрезу создают сложности в определении границ залежей по нефтегазонасыщенности пород. Такими границами служат водонефтяной контакт (ВНК), газонфтяной контакт (ГНК), газовойдяной контакт (ГВК).

Рассмотрим строение переходной зоны между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта.

На рис. 36 показано изменение по разрезу нефтеводонасыщенности и капиллярного давления в терригенном коллекторе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по данным исследования керна одного из месторождений Татарии).

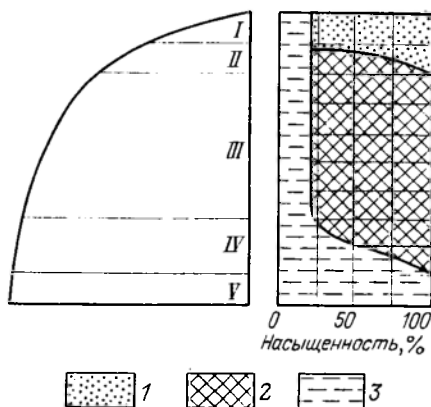


Рис. 35. Типичное размещение нефти, газа и воды в пласте (по М. И. Максимова).

I — газовая шапка; II — зона перехода от нефти к газу; III — нефтяная залежь; IV — зона перехода от нефти к воде; V — водоносная зона; 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

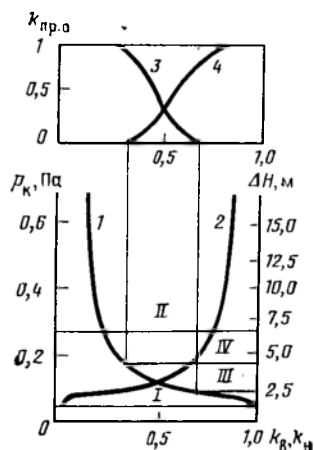


Рис. 36. Пример обоснования положения границ в переходной зоне.

Зависимости коэффициентов: 1 — водонасыщенности k_v и 2 — нефтенасыщенности k_n от высоты над уровнем нулевого капиллярного давления p_k ; 3 — относительной проницаемости $k_{пр.о}$ для нефти и 4 — относительной проницаемости $k_{пр.о}$ для воды от k_v и k_n ; I — подошва переходной зоны; II — кровля переходной зоны; III — уровень появления подвижной нефти; IV — уровень перехода воды в неподвижное состояние; ΔH — глубина до поверхности со 100%-ным водонасыщением

Из рис. 36 видно, что при капиллярном давлении, равном нулю, пористая среда полностью водонасыщена, т. е. коэффициент водонасыщенности k_v равен 1,0. Несколько выше нулевого уровня капиллярного давления четко выделяется уровень I, на котором в пористой среде появляется нефть. Выше уровня I коэффициент нефтенасыщенности k_n возрастает вначале весьма интенсивно, затем все медленнее, пока не достигнет значений, близких к максимальному (кривая 2). Соответственно k_v выше уровня I уменьшается вначале быстро, затем медленнее до значений, близких к минимальным (кривая 1).

По значениям $k_{н}$, близким к максимальным, а $k_{в}$, близким к минимальным, проводится уровень *II*.

Уровень *I* соответствует подошве переходной зоны, а уровень *II* — ее кровле. В пределах переходной зоны от уровня *I* к уровню *II* происходит плавное изменение нефтеводонасыщенности, причем его интенсивность велика в нижней части переходной зоны и снижается к кровле. Поэтому подошва переходной зоны (уровень *I*) фиксируется достаточно четко по появлению нефти и началу быстро уменьшения $k_{в}$. Кровля же переходной зоны выделяется нечетко и проводится с некоторой долей условности на уровне, при котором $k_{н}$ достигает значений, близких к максимальному.

В переходной зоне фазовая проницаемость для нефти и воды зависит от их количественного соотношения и физико-химических свойств, а также от физических свойств породы. На рис. 36 приведены кривые 3, 4, характеризующие зависимость фазовой проницаемости от насыщенности нефтью и водой. По фазовой проницаемости переходную зону можно разделить на три части.

В нижней части переходной зоны фазовая проницаемость коллекторов для нефти равна нулю, и лишь по достижении определенного значения $k_{н}$ она способна двигаться по пористой среде. Этому значению $k_{н}$ соответствует уровень *III*, ниже которого в переходной зоне подвижной является только вода.

Выше уровня *III* в средней части переходной зоны подвижностью обладают как вода, так и нефть, причем постепенно фазовая проницаемость для нефти возрастает, а для воды снижается. По достижении определенного критического значения $k_{в}$ фазовая проницаемость для воды становится равной нулю. Этому значению $k_{в}$ соответствует уровень *IV*, который является верхней границей зоны двухфазного движения жидкости. Выше уровня *IV* вода в пласте находится в неподвижном состоянии, и по нему может перемещаться только нефть.

Таким образом, переходная зона делится на три части: нижнюю, содержащую воду с некоторым количеством неподвижной нефти; среднюю — с подвижными нефтью и водой и верхнюю, содержащую неподвижную воду и подвижную нефть.

В настоящее время нет единого подхода к выбору поверхности, принимаемой за ВНК. В одних случаях за ВНК принимается граничная поверхность, выше которой фазовая проницаемость для воды равна нулю (уровень *IV*), т. е. выше которой из пласта получают практически безводную нефть. Так проводят ВНК при изучении формы залежей нефти в кварцевых песчаных коллекторах Урало-Поволжья, где мощность переходной зоны 5—8 м. Расстояние между *IV* уровнем и подошвой переходной зоны здесь всего лишь 1—1,4 м. Поэтому количество подвижной нефти невелико и его не учитывают.

В других случаях за ВНК принимают граничную поверхность, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна

нулю (*III* уровень), т. е. поверхность, выше которой из пласта получают приток нефти с водой. Подобным образом проводят ВНК по залежам в полимиктовых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, где мощность переходной зоны достигает 10—15 м и более. Здесь толщина слоя, в котором происходит двухфазное движение нефти и воды (между *III* и *IV* уровнем), иногда достигает 6—10 м, и количество подвижной нефти в нем столь значительно, что пренебрегать им нельзя.

В некоторых случаях, когда мощность переходной зоны незначительна (до 1—1,5 м), за ВНК принимают наиболее четко фиксируемую на геофизических диаграммах поверхность, соответствующую *I* уровню, т. е. подошве переходной зоны.

Таким образом, на практике в качестве поверхности ВНК, т. е. нижней границы нефтяной залежи, принимается одна из рассмотренных граничных поверхностей переходной зоны. Выбор этой поверхности проводится исходя из мощности переходной зоны в целом и отдельных ее частей.

Информацией о положении ВНК, ГНК, ГВК в каждой отдельной скважине служат данные керна, промысловой геофизики и опробования.

По керну установить положение контакта в скважине можно при незначительной мощности переходной зоны и полном выносе керна из нее в случаях, когда можно фиксировать положение контакта в керне по внешним признакам.

Основную информацию о положении контактов получают методами промысловой геофизики. Геофизические методы обычно позволяют наиболее четко выделять подошву переходной зоны. Она фиксируется резким скачкообразным возрастанием величины ρ_k на диаграммах электрометрии (рис. 37) и снижением показаний нейтронного гамма-каротажа. Дополнительно привлекаются данные нейтрон-нейтронных методов по тепловым нейтронам, импульсных методов, наведенной активности по натрию и хлору.

Таким образом, в случаях, когда мощность переходной зоны невелика (до 2 м) и в качестве ВНК, ГВК или ГНК принимается ее нижняя граница, задача определения положения контакта оказывается наиболее простой. ГВК четко фиксируется на диаграммах электрометрии. ГНК и ГВК уверенно выделяются на диаграммах НГК по резкому возрастанию интенсивности нейтронного гамма-излучения.

При большой мощности переходной зоны нахождение положения ВНК по данным ГИС значительно осложняется, поскольку необходимо определять положение нижней и верхней границ переходной зоны и собственно поверхности, соответствующей ВНК.

Верхняя граница переходной зоны на диаграммах электрометрии проводится по максимуму КС (на диаграммах градиент-зонда) (рис. 38). Выделение по данным электрометрии гранич-

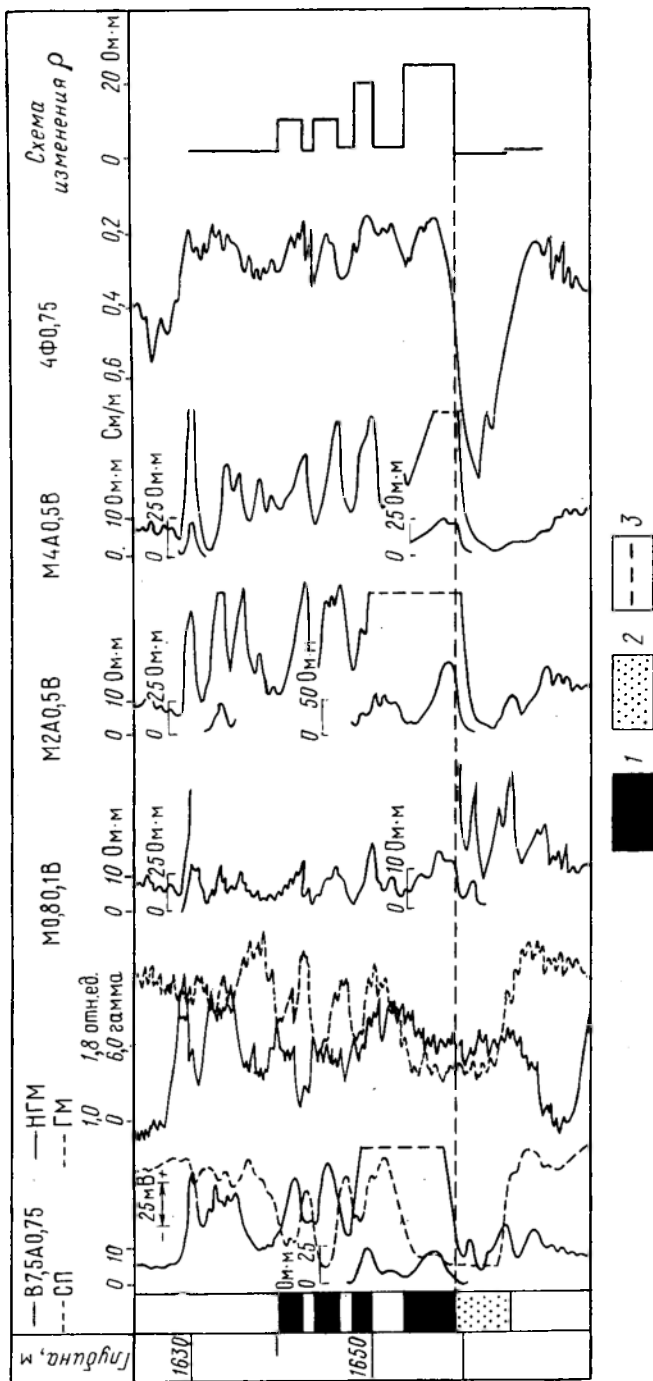


Рис. 37. Определение положения ВНК по данным электрометрии при небольшой мощности переходной зоны (по Б. М. Орлинскому).

Коллекторы: 1 — предельно нефтенасыщенный; 2 — водонасыщенный; 3 — ВНК

ных поверхностей с фазовой проницаемостью для каждой фазы (нефти и воды), равной нулю, осуществляется путем установления соответствующих им критических значений сопротивле-

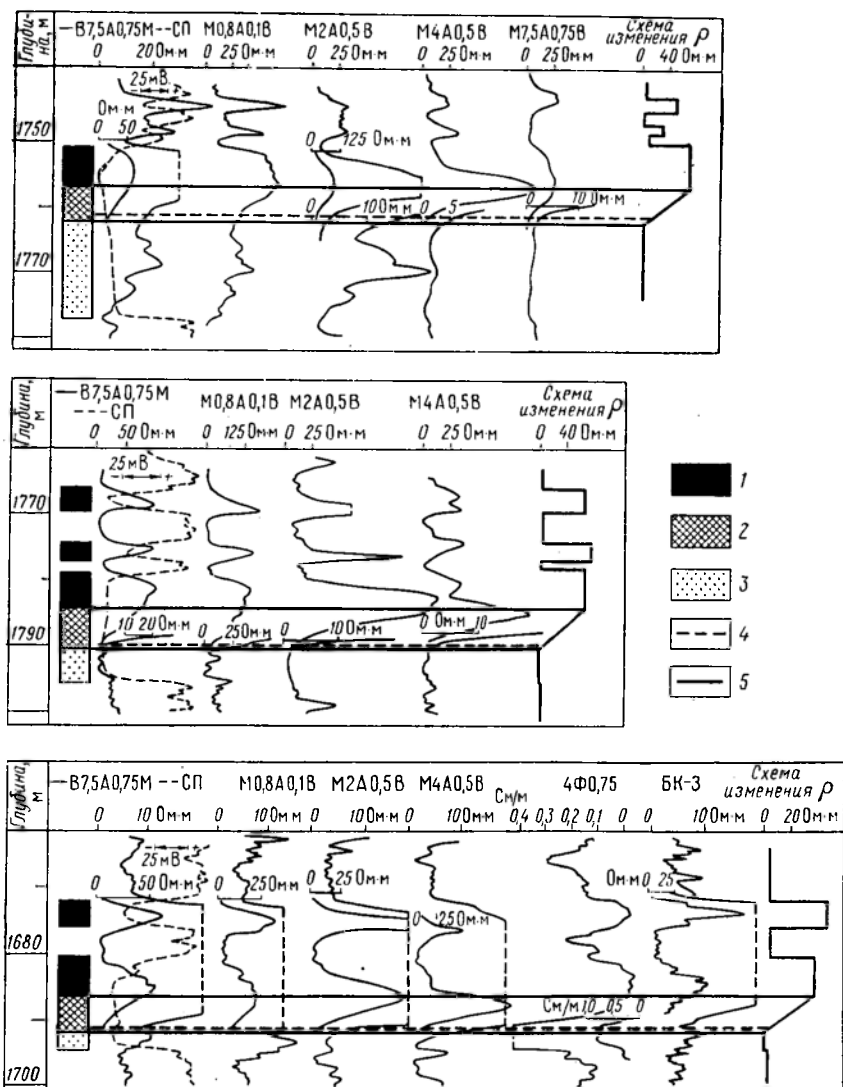


Рис. 38. Определение границ переходной зоны и ВНК по данным электрометрии в разных скважинах (по Б. М. Орлинскому).

Коллекторы: 1 — предельно нефтенасыщенный; 2 — переходной зоны; 3 — водонасыщенный; границы: 4 — ВНК; 5 — переходной зоны

ния $\rho_{к.кр.}$ Величина $\rho_{к.кр.}$ зависит от свойств коллектора, в частности от его пористости, и для каждой залежи обосновывается исходя из результатов поинтервального опробования

водонефтяной зоны в скважинах с высоким качеством цементирования.

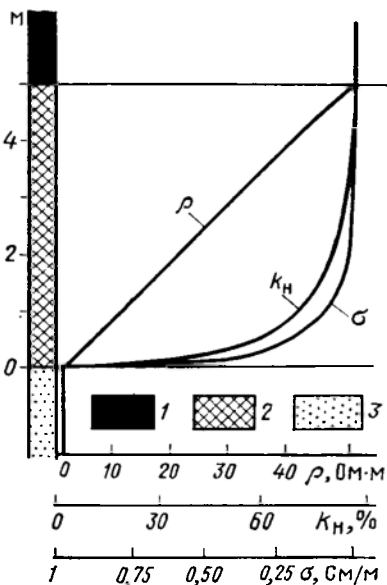
Зная величину $\rho_{к.кр}$ и значения сопротивления на верхней $\rho_{к.в}$ и нижней $\rho_{к.н}$ границах переходной зоны, найти положение ВНК по формуле можно путем линейной интерполяции, учитывая, что сопротивление в переходной зоне меняется прямолинейно (рис. 39):

$$H_{ВНК} = H_1 - h_{п.з} [(\rho_{к.кр} - \rho_{к.в}) / (\rho_{к.н} - \rho_{к.в})], \quad (V.6)$$

где $H_{ВНК}$ — глубина залегания ВНК; H_1 — глубина нижней границы переходной зоны; $h_{п.з}$ — мощность переходной зоны.

Рис. 39. Графики изменения нефтенасыщенности k_n , удельного сопротивления ρ_k и электрической проводимости σ в переходной зоне (по Б. М. Орлинскому).

Коллекторы: 1 — предельно нефтенасыщенный; 2 — переходной зоны; 3 — водонасыщенный; ΔH — глубина до поверхности со 100%-ным водонасыщением



В табл. 5 приведен пример определения положения ВНК в пределах переходной зоны по $\rho_{к.кр}$.

Таблица 5. Пример расчета положения ВНК

Номер скважины	Глубина границ переходной зоны, м		$h_{п.з}$, м	$\rho_{к.н}$, Ом·м	$\rho_{к.в}$, Ом·м	$\rho_{к.кр}$, Ом·м	$H_{ВНК}$, м
	верхней	нижней					
88	1758,0	1762,4	4,4	70	1,0	9,5	1761,9
303	1784,4	1790,4	6,0	70	1,0	9,0	1789,7
244	1686,6	1692,0	5,4	40	0,9	7,5	1691,1

На практике не во всех скважинах удается точно установить положение верхней границы переходной зоны и, следовательно, определить сопротивление для чисто нефтяной части пласта. Это обычно связано с литологической неоднородностью

пласта или с малой мощностью его предельно нефтенасыщенной части. В таких случаях для расчетов условно принимают среднее расстояние от подошвы переходной зоны до ВНК, уверенно определенное в других скважинах.

Аналогичным образом по значениям $\rho_{к.кр}$ можно найти и другую граничную поверхность, принимаемую за ВНК, — поворачивая, на которой фазовая проницаемость для воды равна нулю.

Определение контактов путем опробования скважин проводится преимущественно в разведочных скважинах на стадии

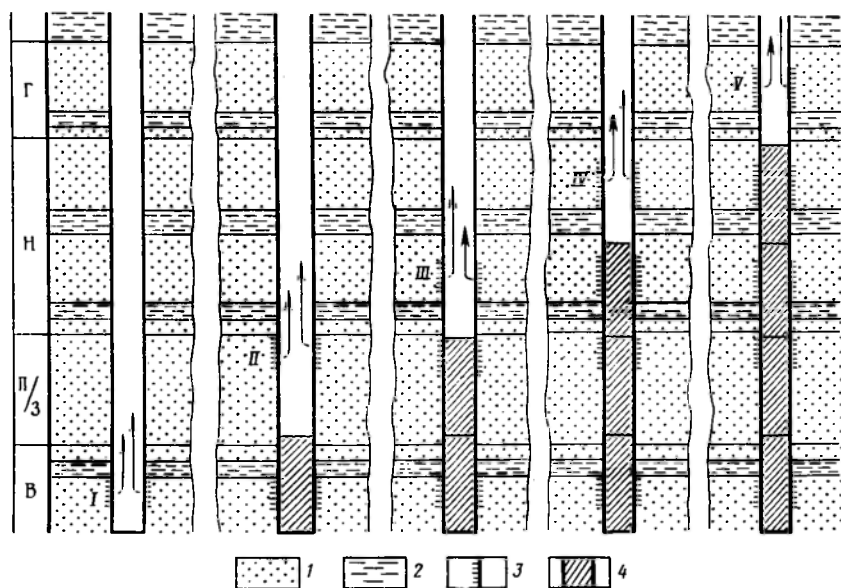


Рис. 40. Схема поинтервального опробования разреза скважины.

Г, Н, п/з, В — интервалы разреза, охарактеризованные по геофизическим данным соответственно как газонасыщенный, нефтенасыщенный, переходная зона от нефти к воде, водонасыщенный; I, II, III, IV, V — последовательные интервалы опробования; 1 — пласты-коллекторы; 2 — непроницаемые разделы между пластами-коллекторами; 3 — интервалы перфорации; 4 — цементные стаканы, устанавливаемые в стволе скважины после опробования каждого интервала

разведки и подготовки залежи к разработке. Чаще при опробовании проверяют правильность данных ГИС о положении контактов. Однако в случаях, например, карбонатных трещинных коллекторов, когда методы промысловой геофизики недостаточно эффективны, опробование служит основным методом. Оно может проводиться в процессе бурения в необсаженных скважинах с помощью испытателей пластов на каротажном кабеле или через бурильные трубы со специальным пакерным устройством. Наиболее результативно поинтервальное опробование пластов в обсаженных скважинах (рис. 40). Для поинтервального опробования на основании имеющихся керновых

и геофизических данных о газонефтеводонасыщенности разреза намечают сравнительно небольшие по мощности интервалы:

в водоносной части пласта — непосредственно под ВНК или ГНК, предполагаемым по другим данным;

в переходной зоне от нефти (газа) к воде (при ее значительной мощности) — несколько последовательных интервалов;

в нефтяной части пласта — выше ВНК и ниже ГНК, предполагаемых по другим данным;

непосредственно над ГВК или ГНК.

Интервалы опробования следует намечать таким образом, чтобы исключить возможность прорыва в скважину жидкости (газа) из выше- или нижележащих участков разреза. Для этого интервал перфорации располагают на расстоянии 2—3 м от предполагаемых границ переходной зоны. При возможности между ВНК и нижними перфорационными отверстиями следует оставлять неперфорированными непроницаемые разделы.

Поинтервальное опробование скважины проводят следующим образом. Вначале перфорируют нижний из намеченных интервалов, вызывают приток из пласта в скважину флюида и после полной замены флюидом промывочной жидкости в скважине отбирают пробу. На основании этой пробы делают вывод о характере насыщенности данного интервала. Затем перфорированный интервал изолируют путем установки цементного моста под давлением и производят опробование следующего интервала. Получение безводной нефти (газа) из интервала, охарактеризованного по геофизическим данным как нефтенасыщенный (газонасыщенный) интервал, указывает, что ВНК (ГВК) действительно находится ниже интервала перфорации. Получение пластовой воды из интервала, охарактеризованного по данным геофизики как водоносный интервал, подтверждает, что ВНК (ГВК) находится выше испытанного интервала.

Получение при опробовании интервала, охарактеризованного по геофизическим данным как чисто нефтенасыщенный (газонасыщенный) интервал, вместе с нефтью (газом) какого-то количества воды или только воды может быть связано либо с некачественным цементированием скважин, либо с неправильной оценкой характера насыщенности по геофизическим данным. В таком случае следует критически оценить все имеющиеся данные и установить истинную причину расхождения.

При опробовании переходной водонефтяной зоны из ее верхней части должна быть получена чистая нефть, из средней части — нефть с водой и из нижней — вода. Особенно тщательно следует обосновывать интервалы перфорации при испытании пластов, сложенных карбонатными коллекторами, так как для них данные поинтервального опробования нередко бывают единственной информацией, на основании которой можно установить положение ВНК (ГВК).

Поверхности ВНК, ГНК и ГВК могут представлять собой плоскости горизонтальные или наклонные, но могут иметь и более сложную форму, находясь на отдельных участках залежи выше или ниже среднего положения. Форма контакта зависит от величины напора и направления движения пластовых вод, неоднородности продуктивных пластов и других факторов.

По залежам в малоактивных водонапорных системах, приуроченным к относительно однородным пластам, поверхности ГВК, ГНК и ВНК обычно представляют собой горизонтальную плоскость. Поверхность контакта в пределах залежи считается горизонтальной, если разность абсолютных отметок ее в отдельных точках (скважинах) не больше удвоенной средней квадратической погрешности определения. Для глубин залежей до 2000 м эта погрешность в среднем составляет $\pm 2,0$ м.

При значительном напоре подземных вод поверхность контакта может быть наклонена в сторону области разгрузки. Наклон бывает особенно хорошо заметен на крупных залежах с обширными водонефтяными зонами. Так, на одной из таких залежей ВНК наклонен с северо-северо-запада (абсолютные отметки $-1481 \div -1482$ м) на юго-юго-восток ($-1492 \div -1493$ м) примерно на 10 м.

При значительной литологической изменчивости продуктивных пластов на участках с ухудшенной коллекторской характеристикой в результате повышенного действия капиллярных сил ВНК часто находится несколько выше, чем на участках с лучшей коллекторской характеристикой. В результате поверхность ВНК приобретает сложную форму.

Для обоснования положения ВНК по залежи строят специальные схемы (рис. 41), позволяющие осуществлять комплексное обобщение имеющихся по скважинам данных и наглядно отображать положение контакта. Для этого подбирают скважины, дающие информацию о положении контакта. Обычно это скважины, расположенные в водонефтяной части залежи, а также в нефтяной и водяной частях пласта в непосредственной близости от контуров нефтеносности. В соответствии с гипсометрическим положением изучаемой части разреза на схему наносят колонку каждой скважины с указанием на ней интервалов проницаемых пластов. На каждой колонке помещают информацию для обоснования положения ВНК: данные промысловой геофизики и исследования керна о характере насыщенности пород-коллекторов; интервалы перфорации, дату и результаты опробования каждого интервала (дебит нефти, газа и воды; депрессия на пласт; диаметр штуцера, шайбы); положение искусственных забоев после изоляции опробованных интервалов.

На основании нанесенной на схему информации проводят линию, отвечающую положению контакта.

Если в отдельных скважинах данные о характере насыщенности пласта (прослая) противоречивы или не соответствуют

принимаемому положению контакта, необходимо выяснить причины этого.

На рис. 41 линия, соответствующая наиболее вероятному положению ВНК, проходит по отметке —1490 м. В большинстве скважин выше отметки —1490 м проницаемые пласты и прослои по геофизическим данным нефтенасыщены, а из опробованных интервалов получен приток нефти. Ниже этой отметки во всех скважинах, кроме скв. 2, пласты по данным ГИС водонасыщены. Несовпадение данных ГИС в скв. 2 с принятым

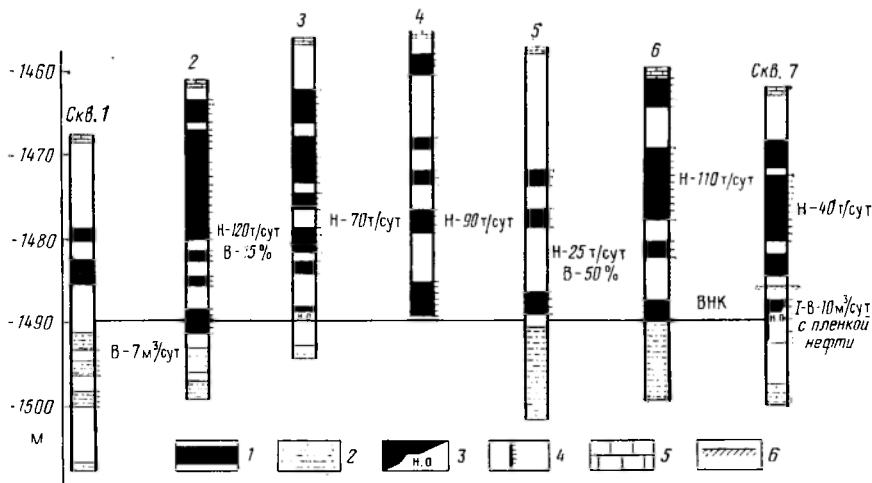


Рис. 41. Пример схемы обоснования положения ВНК.

Пласты-коллекторы, выделенные по ГИС: 1 — нефтенасыщенные, 2 — водонасыщенные; 3 — с неопределенной насыщенностью; 4 — интервалы перфорации; 5 — верхний известняк; 6 — искусственный забой после опробования нижнего интервала; притоки: Н — нефти; В — воды

положением ВНК связано с неточностью определения характера насыщения нижнего перфорированного пласта методами геофизики. Об этом свидетельствуют результаты опробования этой скважины. Получение вместе с нефтью 15 % воды указывает на то, что в скв. 2 ВНК проходит в нижнем перфорированном интервале. Выше принимаемой отметки ВНК обводненная нефть получена в скв. 5. В данном случае это связано с некачественным цементированием заколонного пространства.

При наклонном положении или сложной форме контакта для его пространственного изображения строят карты поверхности контакта в изолиниях. Для этого используют принятые по комплексу всех скважин отметки контакта по каждой пробуренной скважине. При построении карты начального ВНК можно использовать данные по тем скважинам, которые пробурены до начала эксплуатации залежи или на ее участках, не затронутых разработкой.

Значения абсолютных отметок контакта в каждой скважине наносят на план расположения скважин и путем линейной ин-

терполяции определяют положение изогипс поверхности контакта.

При пересечении поверхностей ВНК, ГНК или ГВК с кровлей и подошвой пласта образуются линии, которые называют контурами нефтегазоносности. Различают внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Положение внешнего контура находят на карте кровли пласта, а внутреннего — на карте подошвы. В пределах внутреннего контура находятся чисто нефтяная или чисто газовая части залежи, а между внутренним и внешним контурами — водонефтяная или водогазовая.

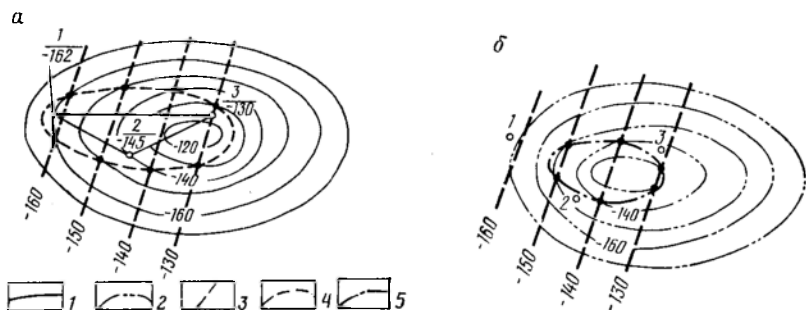


Рис. 42. Примеры определения положения внешнего (а) и внутреннего (б) контуров нефтеносности при наклонном контакте нефть—вода (по М. А. Жданову).

Изогипсы, м: 1 — кровли продуктивного пласта; 2 — подошвы; 3 — поверхности ВНК; контуры нефтеносности: 4 — внешний; 5 — внутренний

При горизонтальном контакте на структурной карте находят положение линии, которая проходит по абсолютной отметке, соответствующей принятому гипсометрическому положению контакта. В этом случае линию контура проводят по одной из изогипс структурной карты (если значение абсолютной отметки контакта совпадает со значением этой изогипсы) или параллельно изогипсе с близким значением. Всегда следует иметь в виду, что при горизонтальном контакте линия контура не может пересекать изогипсы.

При наклонном положении контакта, если диапазон изменения его абсолютных отметок больше принятого сечения изогипс, линия контура будет пересекать изогипсы структурной карты. В этом случае положение линии контура определяется с помощью метода схождения (рис. 42). Для этого совмещают структурную карту и карту поверхности контакта, построенные при одинаковом сечении изогипс. Линия контура проводится через точки пересечения одноименных изогипс структурной карты и поверхности контакта.

В случаях, когда кровля и подошва продуктивного горизонта (пласта), выделенные по стратиграфическому признаку, совпадают с кровлей и подошвой продуктивных коллекторов, определение положения контуров осуществляется по структурным

картам, построенным по этим синхроничным поверхностям. Положение внешнего контура находят на карте кровли, а внутреннего — на карте подошвы.

Если продуктивный горизонт сложен прерывистыми, литологически изменчивыми пластами и его кровля (подошва), выделенная по стратиграфическому признаку, не совпадает на отдельных участках залежи с кровлей (подошвой) продуктивных коллекторов, определять положение контактов по структурным картам, построенным для синхроничных поверхностей, нельзя. Это может привести к завышению площади нефтегазонасыщен-

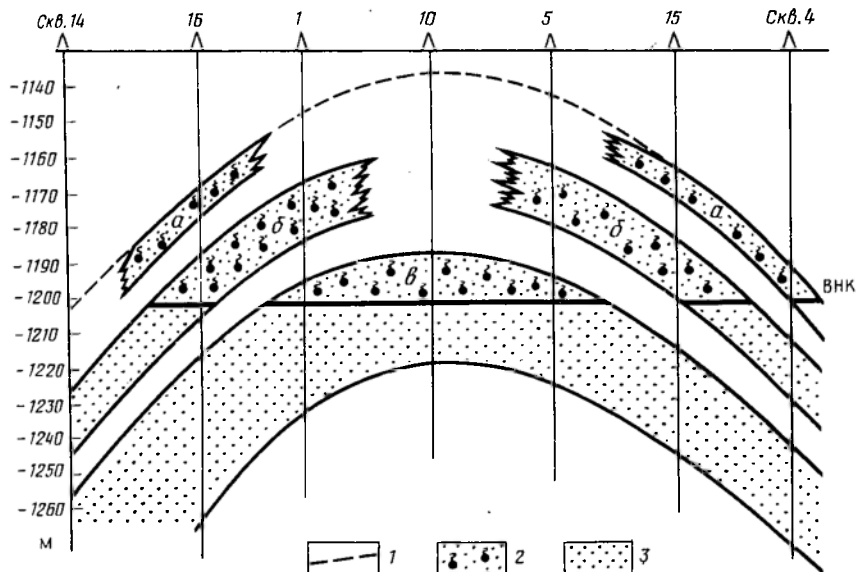


Рис. 43. Геологический профиль многопластовой залежи (к примеру определения положения контура нефтеносности на рис. 44).

1 — верхняя граница залежи; коллекторы: 2 — нефтенасыщенные; 3 — водонасыщенные; а, б, в — индексы пластов

ности вследствие включения в нее участков, на которых продуктивные коллекторы замещены непроницаемыми породами. Чтобы не допустить этого, определение положения контуров нужно осуществлять по картам кровли (подошвы) проницаемой части пласта-коллектора.

Рассмотрим, как определить положение внешнего контура нефтеносности на примере объекта разработки, сложенного тремя разобщенными пластами а, б и в, имеющими разную степень и характер прерывистости (рис. 43). ВНК для всех трех пластов единый — горизонтальный на отметке —1202 м.

При таком строении продуктивного горизонта сначала необходимо определить положение контуров по каждому из пластов в отдельности. С этой целью выполняют следующие построения:

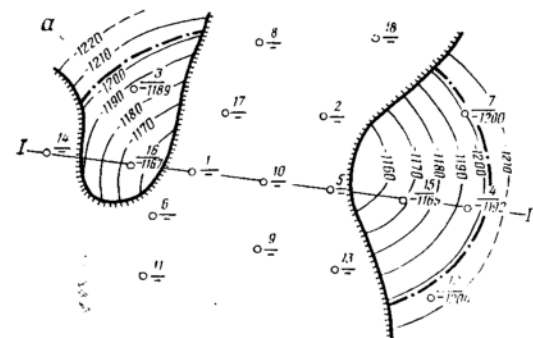
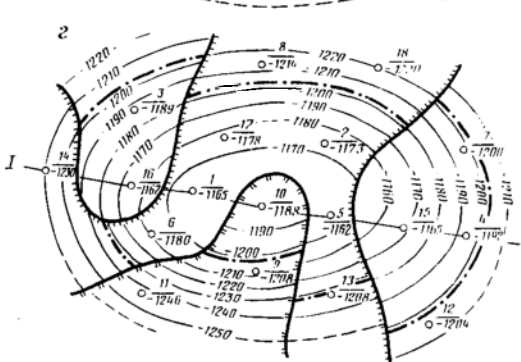
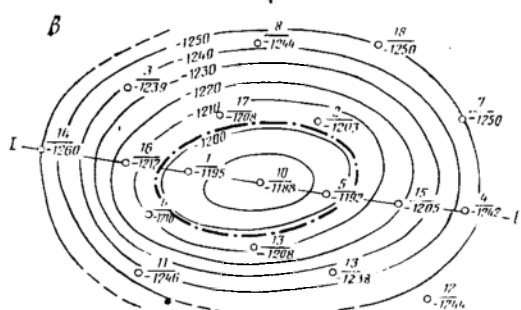
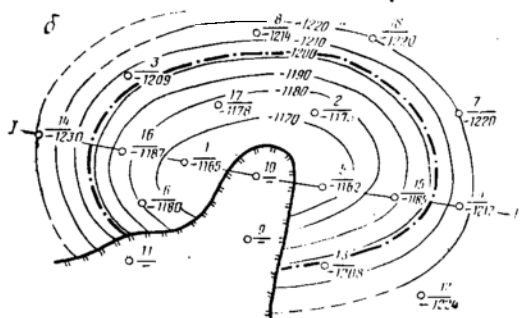


Рис. 44. Пример определения в многопластовом объекте разработки положения внешнего контура нефтеносности.

а — пласт а; б — пласт б; в — пласт в; г — объект разработки в целом; I — изогипсы кровли пластов-коллекторов, м; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — пласта а, 4 — пласта б; 5 — линия профиля; 6 — скважины: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка, м



определяют границы распространения коллекторов пластов а, б и в по площади; в пределах площади распространения коллекторов проводят изогипсы кровли каждого пласта;

наносят положение линии внешнего контура, соответствующее отметке —1202 м (рис. 44, а, б, в), на карту кровли коллекторов каждого пласта.

Для определения положения внешнего контура нефтеносности объекта разработки в целом требуется совместить карты всех трех пластов (рис. 44, г). При совмещении карт поступают следующим образом.

Берется карта верхнего пласта а с нанесенными границами его распространения, изогипсами кровли коллекторов и линией внешнего контура. На площадь, ограниченную линией замещения коллекторов, в преде-

лах которой пласт а сложен непроницаемыми породами, наносят линии замещения коллекторов пласта б, изогипсы кровли коллекторов и линию внешнего контура нефтеносности этого пласта. На участках отсутствия коллекторов пластов а и б проводят изогипсы и линию внешнего контура нефтеносности пласта в.

В результате на совмещенной карте получают границу залежи сложной формы, проходящую по линиям внешних контуров разных пластов и по линиям замещения их коллекторов.

Аналогичным образом определяют положение внутреннего контура, если прерывистыми являются нижние пласты продуктивного горизонта.

Глава VI

СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

§ 1. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

Свойства и состояние УВ зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление и температура непрерывно меняются, что сопровождается соответствующими изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки, проектировании и эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и в меньшем количестве ароматического (C_nH_{2n-6}) рядов. По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} — газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ — жидкости и от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких УВ нефти будет находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма значительной (приближающейся по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти ($C_5H_{12} + C_6H_{14}$) подобно тому, как в бензине или других жидких УВ растворяются нефть и тяжелые битумы. В результате нефть иногда оказывается

полностью растворенной в сжатом газе. При извлечении такого газа из залежи на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенные в нем УВ конденсируются и выпадают в виде конденсата.

Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии.

С учетом сказанного в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи УВ подразделяются на: 1) чисто газовые; 2) газоконденсатные; 3) газонефтяные или нефтегазовые (в зависимости от относительных размеров газовой шапки и нефтяной части залежи); 4) нефтяные (с различным содержанием растворенного газа).

В последние годы у нас в стране учеными обнаружены газогидратные залежи, содержащие газ в твердом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа обусловлено его способностью при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи по физическим параметрам резко отличаются от обычных, поэтому подсчет запасов газа и разработка их во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа. Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетнемерзлых пород. Располагаются такие залежи на значительной глубине — 2—2,5 км.

§ 2. ПЛАСТОВЫЕ НЕФТИ

Классификация нефтей. Как уже отмечалось, газожидкостная смесь УВ состоит преимущественно из соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. Вместе с тем для практики добычи и переработки нефти представляют большой интерес входящие в ее состав высокомолекулярные органические соединения, содержащие кислород, серу, азот. К числу этих соединений относятся нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и др. Хотя их содержание в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхности раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения УВ при разработке залежей.

В зависимости от содержания легких, тяжелых и твердых УВ, а также различных примесей нефти делятся на классы и подклассы. При этом учитывается содержание серы, смол и парафина.

Нефти Советского Союза содержат от долей процента до 5—6 % серы. Она присутствует в нефтях в виде свободной серы, сероводорода, а также в составе сернистых соединений и смо-

листных веществ — меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и др. Меркаптаны и сероводород — наиболее активные сернистые соединения, вызывающие коррозию промышленного оборудования.

По содержанию серы нефти делятся на *малосернистые* (содержание серы не более 0,5 %), *сернистые* (0,5—2,0 %), *высокосернистые* (более 2,0 %).

Асфальтосмолистые вещества нефти — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений неизвестного строения и непостоянного состава, среди которых преобладают нейтральные смолы и асфальтены. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях СССР колеблется в пределах 1—40 %. Наибольшее количество смол отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ.

По содержанию смол нефти подразделяются на *малосмолистые* (содержание смол ниже 18 %); *смолистые* (18—35 %); *высокосмолистые* (свыше 35 %).

Нефтяной парафин — это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, — парафинов $C_{17}H_{36}$ — $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ — $C_{55}H_{112}$. Температура плавления первых 27—71 °С, вторых — 65—88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость. Содержание парафина в нефти иногда достигает 13—14 % и больше.

Нефти относят к *малопарафинистым* при содержании парафина менее 1,5 % по массе, к *парафинистым* — 1,5—6,0 % и к *высокопарафинистым* — более 6 %.

В отдельных случаях (нефти месторождения Узень в Казахской ССР) содержание парафина достигает 35 %. При этом температура его кристаллизации близка к пластовой температуре, что делает реальной возможность выпадения парафина в пласте. Чтобы этого не случилось, поддержание давления в залежи в данном случае необходимо осуществлять нагнетанием воды с повышенной температурой.

Физические свойства нефтей. На территории СССР встречаются нефти с разнообразным химическим составом и свойствами. Даже нефти разных пластов одного и того же месторождения могут сильно отличаться друг от друга.

Газосодержание (газонасыщенность) S пластовой нефти равно объему растворенного газа V_r (измеренному в стандартных условиях), содержащегося в единице объема пластовой нефти $V_{п.п.}$:

$$S = V_r / V_{п.п.} \quad (VI.1)$$

Газосодержание обычно выражают в m^3/m^3 или m^3/t . Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре, называется растворимостью газа γ . Газосодер-

жание может быть равным растворимости или меньше ее. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного. Процесс дегазирования пробы может быть контактным или дифференциальным.

Контактным (одноступенчатым) называют процесс, при котором весь выделяющийся газ находится над нефтью в контакте с ней. При *дифференциальном* процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы.

При дифференциальном дегазировании в нефти остается больше газа, чем при том же давлении в условиях контактного дегазирования. Это объясняется следующим образом. Из нефти выделяется в первую очередь метан, и в составе оставшихся газов увеличивается доля тяжелых УВ, что приводит к увеличению их растворимости. Дегазирование нефти при поступлении ее из пласта в промысловые сепараторы более сходно с контактным. Это и следует принимать во внимание при учете изменения свойств нефти вследствие перехода от пластовых условий к поверхностным.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300—500 м³/м³ и более, обычное его значение для большинства нефтей 30—100 м³/м³. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8—10 м³/м³.

Коэффициентом разгазирования нефти называется количество газа, выделяющееся из единицы объема нефти при снижении давления на единицу. Обычно при снижении давления коэффициент разгазирования увеличивается, но эта закономерность соблюдается не всегда.

Промысловым газовым фактором Г называется количество добытого газа в м³, приходящееся на 1 м³ (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени. Различают начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины, текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени, и средний газовый фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах. Так, на Ярегском месторождении эта величина составляет 1—2 м³/т, а на Старогрозненском месторождении — 465 м³/т.

Если при разработке в пласте газ не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

Давление насыщения (или начала парообразования) пластовой нефти называется давлением, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соот-

ношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может быть равным пластовому давлению или может быть меньше него. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором — недонасыщена. Разница между давлением насыщения и пластовым может колебаться от десятых долей до десятков мегапаскалей. Пробы нефти, отобранные с разных участков одной залежи, могут характеризоваться разным давлением насыщения. Так, на Туймазинском месторождении в Башкирии оно меняется от 8 до 9,4 МПа. Это связано как с изменением свойств нефти и газа в пределах площади, так и с влиянием на характер выделения газа из нефти свойств породы, количества и свойств связанной воды и других факторов.

Сжимаемость нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости) β_n :

$$\beta_n = (1/V) (\Delta V/\Delta p), \quad (VI.2)$$

где ΔV — изменение объема нефти; V — исходный объем нефти, Δp — изменение давления.

Размерность β_n — 1/Па, или Па⁻¹.

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объема нефти при изменении давления на единицу. Величина его для большинства пластовых нефтей лежит в диапазоне $(1 \div 5) \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹. Сжимаемость нефти учитывается наряду со сжимаемостью воды и коллекторов главным образом при разработке залежей в условиях упруговодонапорного режима, а также на начальной стадии разработки для определения изменения пластового давления на отдельных участках или забойных давлений в отдельных скважинах, когда ход процесса разработки еще не стабилизировался и упругие силы еще играют заметную роль.

Коэффициент теплового расширения α_n показывает, на какую часть ΔV первоначального объема V_0 изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °С: $\alpha_n = (1/V_0) (\Delta V/\Delta t)$.

Размерность α — 1/°С. Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах $(1 \div 20) \cdot 10^{-4}$ 1/°С.

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термодинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние наряду с влиянием других параметров сказывается как на условиях текущей фильтрации нефти, так и на величине конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при проектировании тепловых методов воздействия на пласт.

Объемный коэффициент пластовой нефти b показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м^3 дегазированной нефти:

$$b_n = V_{\text{пл.н}}/V_{\text{дег}} = \rho_n/\rho_{\text{пл.н}}, \quad (\text{VI.3})$$

где $V_{\text{пл.н}}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег}}$ — объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и $t = 20^\circ \text{C}$; $\rho_{\text{пл.н}}$ — плотность нефти в пластовых условиях; ρ_n — плотность нефти в стандартных условиях.

Объем нефти в пластовых условиях увеличивается по сравнению с объемом в нормальных условиях в связи с повышенной температурой и большим количеством газа, растворенного в нефти. Пластовое давление до некоторой степени уменьшает величину объемного коэффициента, но так как сжимаемость нефти весьма мала, давление мало влияет на эту величину.

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда достигают 2—3. Наиболее характерные величины лежат в пределах 1,2—1,8.

Объемный коэффициент пластовой нефти используется при подсчете запасов. Он входит вместе с показателем растворимости газа в уравнение для определения геологических запасов нефти методом материального баланса при разработке залежей на режимах, связанных с расходом естественной энергии пласта. Эти же две характеристики пластовой нефти, а также объемный коэффициент пластового газа (см. ниже) входят в формулу для определения коэффициентов нефтеотдачи при тех же режимах.

Используя объемный коэффициент, можно определить «усадку» нефти, т. е. установить уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность.

Усадка нефти U

$$U = (b_n - 1)/b_n \cdot 100. \quad (\text{VI.4})$$

При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью так называемого пересчетного коэффициента.

Пересчетный коэффициент

$$\theta = 1/b = V_{\text{дег}}/V_{\text{пл.н}} = \rho_{\text{пл.н}}/\rho_n. \quad (\text{VI.5})$$

Под плотностью пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2—1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0,3—0,4 г/см³. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1,0 г/см³. По плотности пластовые нефти делятся на легкие с плотностью менее 0,850 г/см³ (например, нефти девонских залежей в Татарии) и тяжелые с плотностью более 0,850 г/см³

(нефти залежей в каменноугольных отложениях в том же районе). Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким.

Вязкость пластовой нефти μ_n , определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенным газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Например, для Арланского месторождения это соотношение больше 20, для Ромашкинского — 5,5. Вязкость зависит также от плотности нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые.

Вязкость нефти измеряется в мПа·с (мегапаскаль в секунду). По величине вязкости различают нефти с незначительной вязкостью — $\mu_n \leq 1$ мПа·с, маловязкие — $1 < \mu_n \leq 5$ мПа·с, с повышенной вязкостью — $5 < \mu_n \leq 25$ мПа·с и высоковязкие — $\mu_n > 25$ мПа·с.

Например, вязкость нефтей залежей: в верхнемеловых отложениях Чечено-Ингушетии 0,2—0,3 мПа·с; в девонских отложениях Татарии, Башкирии, в меловых отложениях Западной Сибири — 1—5 мПа·с; в каменноугольных отложениях Татарии, Башкирии и Пермской области — 5—25 мПа·с. Нефть Русского месторождения в Западной Сибири характеризуется вязкостью 200 мПа·с, а нефть Ярегского месторождения в Коми АССР (добываемая шахтным способом) — 2000—22 000 мПа·с.

Вязкость нефти — очень важный параметр, от которого существенно зависит эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкостей нефти и воды — показатель, характеризующий темпы обводнения скважин. Чем выше это соотношение, тем хуже условия извлечения нефти из залежи с применением различных видов заводнения.

При значительном содержании в нефти парафина и асфальтенов вязкость нефти зависит от скорости деформации сдвига, т. е. при этом условии нефть приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения в ней пространственной структуры, образованной коллоидными частицами асфальтенов, парафина и смол. Значительное влияние на структурно-механические свойства нефтей оказывают также состав пород, свойства и строение пустотного пространства. В зависимости от материала стенок пустот процесс образования и упрочения пространственной структуры в нефтях протекает тем интенсивнее, чем меньше проницаемость породы. Кроме того, вязкость неньютоновской жидкости зависит от времени ее нахождения в спокойном состоянии.

Установлено, что проводимость горных пород для структурированных нефтей в значительной степени зависит от гради-

ентов давления. При небольших градиентах проводимость песчанников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких.

Проявлением структурно-механических свойств нефтей в ряде случаев могут быть объяснены низкая нефтеотдача, быстрое обводнение добывающих скважин, неравномерность притоков при токе.

Колориметрические свойства нефти зависят от содержания в ней окрашенных веществ (смола, асфальтенов). Специальными исследованиями установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Зависимость между интенсивностью светового потока I_t после прохождения через раствор какого-либо вещества и толщиной слоя раствора l описывается основным уравнением (законом) колориметрии:

$$I_t = I_0 e^{-K_{\text{сп}} C l}, \quad (\text{VI.6})$$

где I_0 — интенсивность падающего светового потока; $K_{\text{сп}}$ — коэффициент светопоглощения; C — концентрация вещества в растворе.

Размерность *коэффициента светопоглощения* — 1/см. За единицу $K_{\text{сп}}$ принят коэффициент светопоглощения такого вещества, в котором при пропускании света через слой толщиной 1 см интенсивность светового потока падает в $e = 2,718$ раз. Величина $K_{\text{сп}}$ зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора и не зависит от толщины слоя.

$K_{\text{сп}}$ определяется при помощи фотоколориметра. Фотоколориметрия — один из методов изучения изменения свойств нефти в пределах залежи или месторождения. По изменению колориметрических свойств нефти можно судить об изменении других ее свойств — вязкости, плотности. Контроль за величиной $K_{\text{сп}}$ нефти в процессе разработки позволяет решать ряд задач нефтегазопромысловой геологии.

Для нефтяных залежей характерно закономерное изменение основных свойств нефти в пределах площади и объема залежи: увеличение плотности, вязкости, величины коэффициента светопоглощения, содержания асфальтосмолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т. е. от свода к крыльям и от кровли к подошве (в мощных пластах). Иногда малоподвижные высоковязкие УВ (асфальты, твердые битумы и т. п.) образуют в подошве залежи монолитный слой, который частично или полностью запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной области. Эти закономерности объясняются физико-химическим взаимодействием нефти с подошвенной водой.

Одновременно с увеличением плотности нефти (в пределах одной и той же залежи) уменьшаются ее газосодержание и давление насыщения растворенного газа. Так, на месторождении

Календо (о-в Сахалин) величина газового фактора меняется от 49 до 70 м³/т, плотность нефти — от 0,830 до 0,930 г/см³.

Значения коэффициента светопоглощения на Бавлинском месторождении колеблется в пределах 190—450 ед., на Ромашкинском месторождении в пластах а, б, в — 200—350 ед., а в нижележащих пластах г и д — 400—500 ед. На Западно-Сургутском месторождении величина этого коэффициента меняется в пласте БС₁ от 300 до 550 ед., а в пласте БС₁₀ — от 120 до 310 ед.

Не остаются постоянными свойства нефти и по разрезу многопластовых месторождений (табл. 6).

Таблица 6. Свойства нефтей в залежах различного возраста

Месторождение	Пласт, горизонт	$\rho_{нас}$	Γ , м ³ /м ³	b	ρ_H , г/см ³	μ , МПа·с
Ромашкинское (Миннибаевская площадь) Самотлорское	Бобриковский	55,0	17,4	1,06	0,872	28,4
	Д ₁	87,0	55,6	1,16	0,804	2,8
	А ₄₋₅	155	74	1,18	0,805	2,4
	Б ₈	108	105	1,31	0,739	0,93

В процессе разработки большинства залежей в связи с изменением термодинамических условий свойства нефти также претерпевают изменения. Поэтому для обоснованных прогнозов изменения свойств нефтей в процессе разработки на любом участке залежи необходимо знать закономерности изменения этих свойств по объему залежи до начала разработки. Эти закономерности, как правило, отображаются на специальных картах в изолиниях (картах плотности, газонасыщенности, $K_{сп}$ и др.).

В настоящее время все физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным из скважин герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при постоянном давлении, равном начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и при постепенно снижающемся давлении. В итоге строят графики изменения различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры. Эти графики и используются при решении геологопромысловых задач.

§ 3. ПЛАСТОВЫЕ ГАЗЫ, КОНДЕНСАТЫ ГАЗОГИДРАТЫ

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2} . Основным компонентом является метан CH_4 , содержание которого в природных газах достигает 98 %. Наряду с метаном в состав природных газов входят

более тяжелые УВ, а также углеводородные компоненты: азот N, углекислый газ CO₂, сероводород H₂S, гелий He, аргон Ar.

Таблица 7. Основные свойства компонентов природных газов в стандартных

Свойства	Обозначения	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀
Молекулярная масса	<i>M</i>	16,04	30,07	44,10	58,12
Объем 1 кг газа, м ³	22,4	1,40	0,74	0,508	0,385
	<i>M</i>				
Плотность по воздуху	<i>M</i>	0,554	1,038	1,522	2,006
	28,97				
Масса 1 м ³ газа, кг	<i>M</i>	0,714	1,35	1,97	2,85
	22,4				
Критическое давление, МПа	<i>p</i> _{кр}	4,58	4,86	4,34	3,82
Критическая температура, К	<i>T</i> _{кр}	191	305	370	407

¹ При давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ (C₅+высш., C₆+высш. и т. д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

4. Газы газогидратных залежей.

Таблица 8. Компонентный состав газов некоторых месторождений СССР

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ + высш.
Газлинское (сухой газ)	97,2	1,3	0,9	0,47	0,13
Вуктыльское (газоконденсатное)	71,8	8,7	3,9	2,8	12,8
Мухановское (попутный газ)	32,1	20,2	23,6	10,6	13,5

Компонентный состав и свойства отдельных компонентов природного газа приведены в табл. 7. Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а лишь до бутана (C₄H₁₀) или гексана (C₆H₁₄) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) C₅+высш., C₇+высш. (табл. 8).

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3, C_4) составляют не более 75 г/м^3 , называют *сухим*. При содержании тяжелых УВ более 150 г/м^3 газ называют *жирным*.

условиях ¹

$n-C_4H_{10}$	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2
58,12	72,15	72,15	86,17	100,2	28,02	44,01	34,02
0,385	0,310	0,310	0,262	0,223	0,799	0,509	0,658
2,006	2,490	2,490	2,974	3,459	0,967	1,514	1,173
2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964	1,517
3,57	3,28	3,30	2,96	2,70	3,46	7,50	8,89
425	461	470	508	540	124,9	304,1	373,4

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность в килограммах на кубический метр или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса M природного газа

$$M = \sum_{i=1}^n M_i x_i, \quad (\text{VI.7})$$

где M — молекулярная масса i -го компонента; x_i — объемное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $M = 16 \div 20$.

Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле

$$\rho_r = M/V_M = M/24,05, \quad (\text{VI.8})$$

где V_M — объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно ρ_r находится в пределах $0,73—1,0 \text{ кг/м}^3$.

Плотность газа в значительной степени зависит от давления и температуры, и поэтому для практического применения этот показатель неудобен. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{r.в.}$, равной отношению плотности газа ρ_r к плотности воздуха $\rho_{в.}$, взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r.в.} = \rho_r/\rho_{в.} \quad (\text{VI.9})$$

Если ρ_r и $\rho_{в.}$ определяются при стандартных условиях, то $\rho_{в.} = 1,293 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{r.в.} = \rho_r/1,293$.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравне-

нием состояния называется аналитическая зависимость между параметрами газа, описывающая поведение газа. Такими параметрами являются давление, объем и температура.

Состояние идеальных газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клапейрона — Менделеева: $pV_{II} = NRT$, где p — давление; V_{II} — объем идеального газа, N — число киломолей газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клапейрона — Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = ZNRT, \quad (VI.10)$$

где Z — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов — это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального V_{II} газов при одинаковых термобарических условиях (т. е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_{II}. \quad (VI.11)$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований (как это чаще всего бывает на практике) прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна (рис. 45). Для пользования графиком необходимо знать так называемые приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру. Суть этих понятий состоит в следующем.

Опыт показывает, что объем углеводородных газов меняется в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с графиками, приведенными на рис. 46. Как видно, каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Отрезок справа от пунктирной линии соответствует газовой фазе, горизонтальный участок под пунктирной линией — двухфазной газожидкостной области и слева от пунктирной линии — жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке C называется кривой точек конденсации (точек росы), а влево от максимума — кривой точек парообразования. В точке C кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической. Значения давления и температуры, соответствующие критической точке C , также называются критическими. Другими словами, *критической* называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен

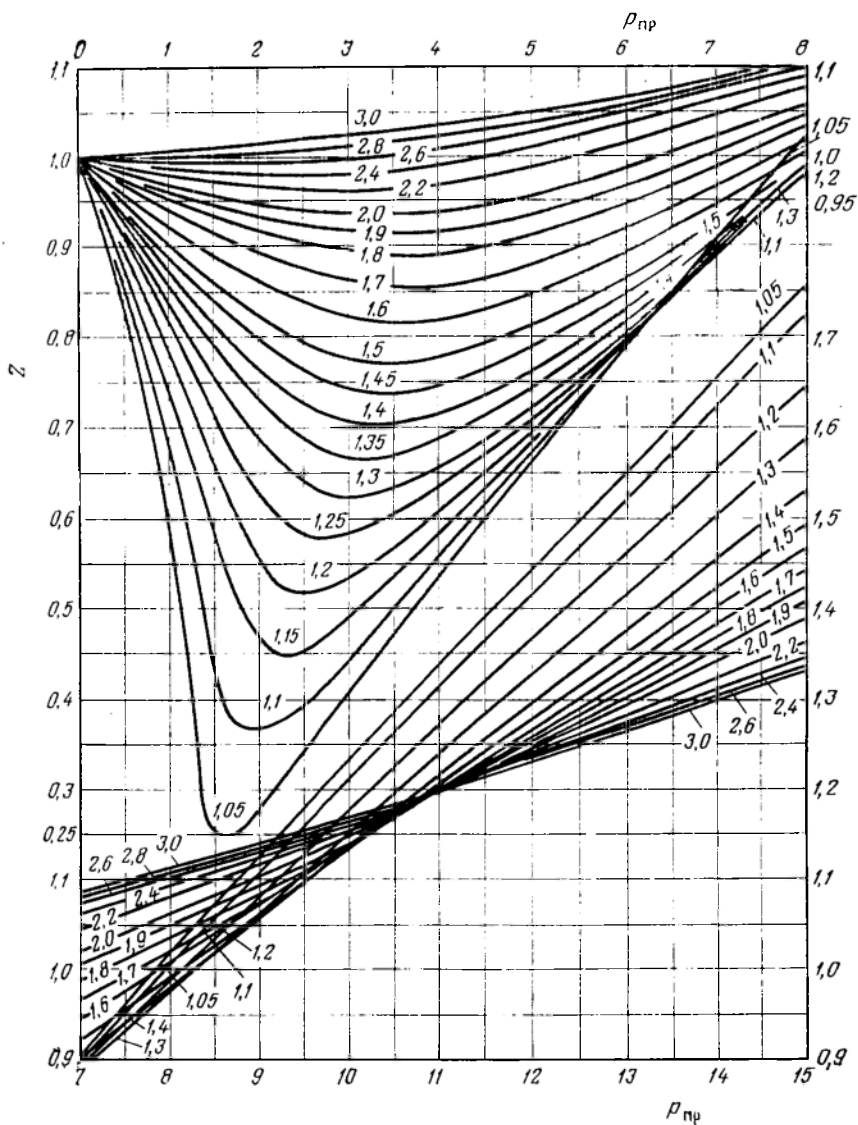


Рис. 45. Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления p_{np} и температуры T_{np} (по Г. Брауну).

Шифр кривых — значения T_{np}

в жидкость ни при каком давлении. *Критическим давлением* называется давление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние.

С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинако-

выми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются.

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их поведение от поведения однокомпонентного газа. Не останавливаясь на подробностях, следует отметить, что критическая температура смеси находится между критическими температурами компонентов, а критическое давление смеси всегда выше, чем критическое давление любого компонента.

Для определения коэффициента сжимаемости Z реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь,

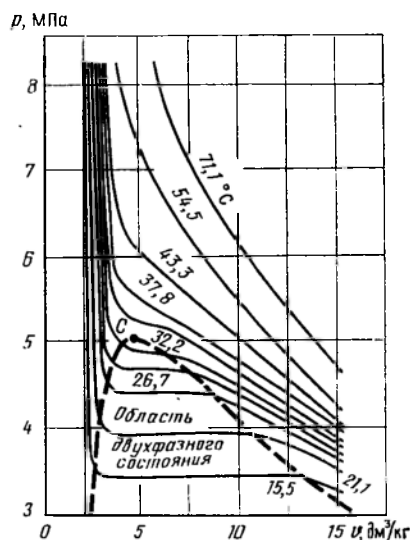


Рис. 46. Диаграмма фазового состояния чистого этана (по Ш. К. Гиматудинову).

v — удельный объем; p — давление

критические значения, приведенные к конкретным давлению и температуре (к пластовым, стандартным или каким-либо другим условиям):

$$P_{пр} = p/p_{п.кр}; \quad (VI.14)$$

$$T_{пр} = T/T_{п.кр}, \quad (VI.15)$$

где p и T — конкретные давления и температура, для которых определяется Z .

Если состав газа неизвестен, то его псевдокритические давление и температуру определяют по графикам (рис. 47). В том случае, когда в газе содержатся H_2S , N_2 и CO_2 , значения, снятые с этих графиков, вводят поправку с соответствующим знаком. Если неуглеводородных компонентов в газе более 15 %, графиками на рис. 47 пользоваться не рекомендуется.

находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются псевдокритическим давлением $p_{п.кр}$ и псевдокритической температурой $T_{п.кр}$. Они определяются из соотношений:

$$p_{п.кр} = \sum_{i=1}^n p_{кр.i} x_i; \quad (VI.12)$$

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр.i} x_i, \quad (VI.13)$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические давление и температура i -го компонента (см. табл. 7); x_i — доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Приведенные псевдокритические давление и температура, необходимые для пользования графиком Брауна, представляют собой псевдо-

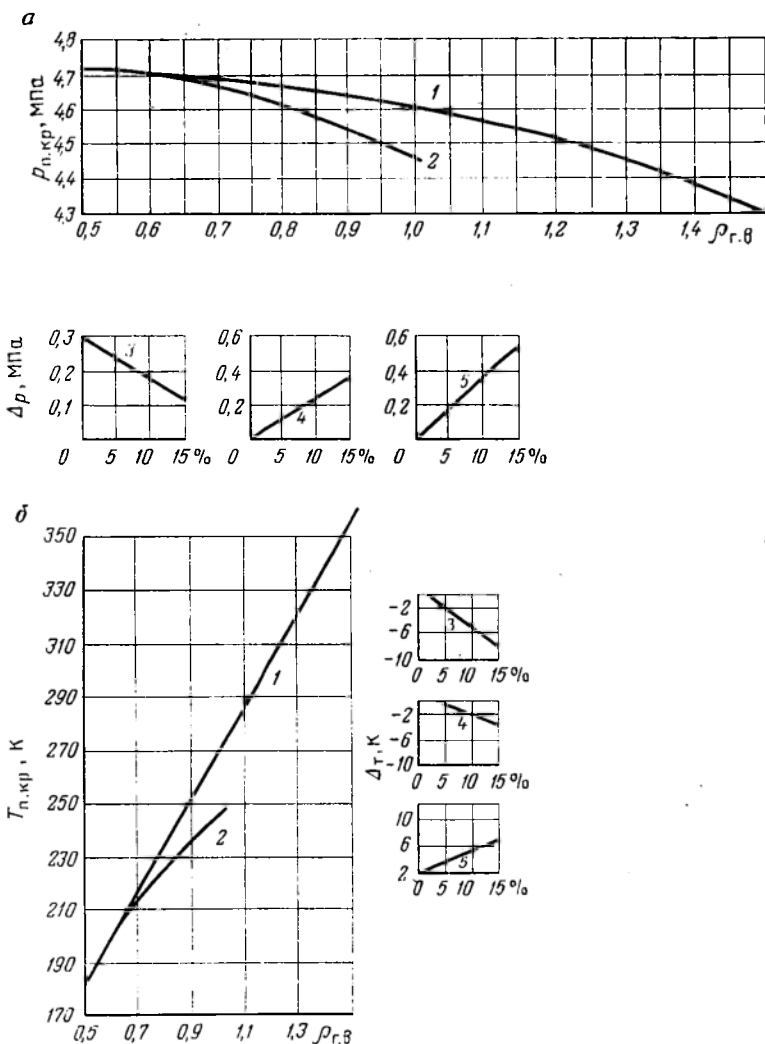


Рис. 47. Графики зависимости псевдокритических давления $p_{п.кр.}$ (а) и температуры $T_{п.кр.}$ (б) от плотности углеводородных газов по воздуху $\rho_{г.в.}$ (по Ю. П. Гаттенбергеру).

Месторождения: 1 — газовые, 2 — газоконденсатные; поправки к величинам псевдокритических давления Δp и температуры ΔT за счет содержания: 3 — N_2 ; 4 — CO_2 ; 5 — H_2S

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется при подсчете запасов газа для правильного определения изменения объема газа при переходе от пластовых условий к поверхностным, при прогнозировании изменения давления в газовой залежи и при решении других задач.

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и видов (см. § 4 настоящей главы), вследствие чего эти газы и смеси в пласте содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от давления, температуры и его состава. Отношение количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному содержанию водяных паров в том же газе при тех же условиях называют *относительной влажностью газа*. Она характеризует степень насыщения газа водяным паром. Относительная влажность выражается в долях единицы или в процентах. Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа, называют *абсолютной влажностью*. Абсолютная влажность измеряется в граммах на кубический метр или граммах на килограмм.

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. При определенных термодинамических условиях вода может выделяться из газа (конденсироваться), т. е. переходить в капельно-жидкое состояние. В газоконденсатных системах могут одновременно выделяться вода и конденсат. Причем в присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается, что необходимо учитывать при организации разработки газоконденсатных месторождений.

Объемный коэффициент пластового газа b_g , представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{пл.г}$ к объему того же количества газа $V_{ст}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клапейрона—Менделеева:

$$b_g = V_{пл.г}/V_{ст} = Z_{рст}T_{пл}/(p_{пл}T_{ст}), \quad (VI.16)$$

где $p_{пл}$, $T_{пл}$, $p_{ст}$ и $T_{ст}$ — соответственно давление и температура в пластовых и стандартных условиях.

Знание величины b_g имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный. *Сырой* конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ, т. е. из пентанов и высших ($C_6 + \text{высш.}$), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ — бутанов, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Важной характеристикой газа газоконденсатных залежей является величина *конденсатно-газового фактора*, показывающая

количество сырого конденсата в см^3 , приходящегося на 1 м^3 отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется *газоконденсатным фактором*, — это количество газа в м^3 , из которого добывается 1 м^3 конденсата. Величина газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до $25\,000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ — пентана и высших ($\text{C}_5 + \text{высш.}$). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в пределах $40\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$. Молекулярная масса $90\text{--}160$. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от $0,6$ до $0,82 \text{ г}/\text{см}^3$ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

По количеству конденсата газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до $150 \text{ см}^3/\text{м}^3$), средним ($150\text{--}300 \text{ см}^3/\text{м}^3$), высоким ($300\text{--}600 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и очень высоким (более $600 \text{ см}^3/\text{м}^3$).

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как *давление начала конденсации*. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. В этот момент в пласте начнет выделяться конденсат, что не только приведет к потерям ценных УВ в недрах, но и отразится на подсчете запасов и показателях проектов разработки, поскольку изменятся объем пустотного пространства пласта, состав и свойства газа. Поэтому исследования газоконденсатных залежей нужно производить с самого начала на самой ранней стадии разработки. При этом необходимо устанавливать:

состав пластового газа и содержание в нем конденсата, $\text{см}^3/\text{см}^3$;

давление начала конденсации УВ в пласте и давление максимальной конденсации, МПа;

фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях;

количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м^3 газа при различных давлениях и температуре, $\text{см}^3/\text{м}^3$;

возможные потери конденсата в недрах при разработке залежи без поддержания пластового давления в зависимости от степени падения давления;

фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в стволах скважин, в газосепараторах и газопроводах.

При изучении газовых и газоконденсатных залежей в отличие от нефтяных о свойствах флюидов в пластовых условиях обычно судят на основании данных о свойствах газа в стандартных условиях и расчетов без отбора и анализа глубинных

проб газа. Основой таких расчетов являются результаты моделирования фазовых превращений углеводородной смеси в лабораторных установках. Однако этот метод недостаточно точен. Как указывает А. И. Ширковский, при сопоставлении лабораторных и фактических данных оказывается, что добыча конденсата по отдельным месторождениям на 30—40 % ниже рассчитанной по лабораторным данным.

Гидраты газов, крупные скопления которых образуют газогидратные залежи, представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Молекулы воды при образовании гидрата и сооружении ажурных полостей как бы раздвигаются молекулами газа, заключенными в эти полости, — удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26—1,32 см³/г (удельный объем льда 1,09 см³/г).

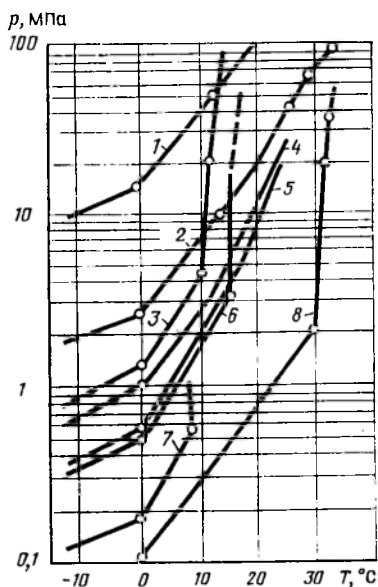


Рис. 48. Диаграмма гетерогенного состояния газов (по Ю. Ф. Макогону).

1 — N₂; 2 — CH₄; 3 — CO₂; природная газовая смесь с относительной плотностью по воздуху; 4 — 0,6; 5 — 0,8; 6 — C₂H₆; 7 — C₃H₈; 8 — H₂S

Элементарная ячейка гидрата газа состоит из определенного количества молекул воды и газа. Молярное соотношение воды и газа зависит от размера молекул газа — гидратообразователя. Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа.

Процесс образования гидратов определяется составом газа, состоянием воды, внешними давлением и температурой. Условия их образования выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах p — T (рис. 48). Для заданной температуры повышение давления выше давления, соответствующего равновесной кривой, сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидратов. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду.

Плотность гидратов отдельных газов изменяется в довольно широких пределах — от 0,8 до 1,8 г/см³. Для природных газов плотность гидратов находится в пределах 0,9—1,1 г/см³.

Газогидратные залежи — это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования). Для формирования и сохранения газогидратных залежей не нужны литологические покровы: они сами являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи нефти и свободного газа. Газогидратная залежь снизу может контактировать с пластовой подошвенной или краевой водой, со свободной газовой залежью или газопроницаемыми пластами.

При наличии скважин, вскрывших толщу осадочных пород, присутствие гидратов в разрезе можно обнаружить стандартными методами каротажа. Гидратсодержащие пласты характеризуются:

- незначительной амплитудой ПС;
- отсутствием или малым значением приращения показаний микрограднент-зонда;
- интенсивностью вторичной α -активности, близкой к интенсивности водонасыщенных пластов;
- отсутствием глинистой корки и наличием каверн;
- значительной (в большинстве случаев) величиной ρ_k ;
- повышенной скоростью прохождения акустических волн и др.

В основе разработки газогидратных залежей лежит один общий принцип: перевод газа в залежи из гидратного состояния в свободное и отбор его традиционными методами с помощью обычных скважин. Перевести газ из гидратного состояния в свободное можно с помощью закачки в пласт катализаторов для разложения гидрата; повышения температуры залежи выше температуры разложения гидрата; снижения давления ниже давления разложения гидрата; термохимического, электроакустического и других воздействий на газогидратные залежи.

При вскрытии и разработке газогидратных залежей необходимо иметь в виду специфические особенности таких залежей, а именно: резкое увеличение объема газа при переходе его в свободное состояние; постоянство пластового давления, соответствующего определенной изотерме разработки газогидратной залежи; высвобождение больших объемов воды при разложении гидрата и др.

§ 4. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вода — неизменный спутник нефти и газа. В месторождении она может залежать в тех же пластах, в которых залегают нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки она может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в залежь из других водоносных горизонтов. Кроме того, в соответствии с принятой

технологией разработки вода может быть закачана в залежь. Чтобы разобраться, какая вода появилась в пласте и скважинах, промысловый геолог должен хорошо знать формы, в которых она может залежать в недрах нефтяных и газовых месторождений, ее виды и свойства.

Формы воды в породах. В горных породах вода находится в субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных пустотах. В зависимости от размера пустот она находится в различных формах (рис. 49). Заполняя субкапиллярные пустоты, вода

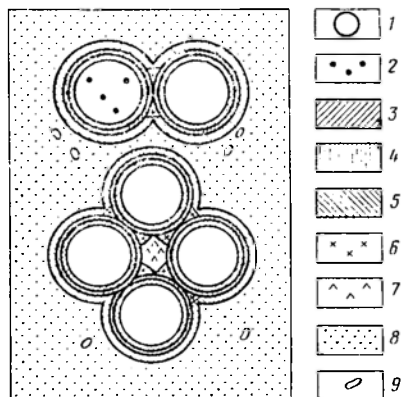


Рис. 49. Воды в породах (по А. А. Карцеву).

1 — минеральные частицы пород; 2 — минералы с включениями воды; вода: 3 — адсорбированная, 4 — лиосорбированная, 5 — капиллярная, 6 — стыковая (пендулярная), 7 — сорбционно-замкнутая; 8 — свободная гравитационная; 9 — парообразование в свободной воде

обволакивает минеральные частицы и входит в состав минералов. На поверхности минерального костяка находится *связанная* вода, образующая два слоя. Непосредственно поверхность минералов обволакивается *адсорбированной* водой слоем в несколько молекул. Эта вода удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по свойствам близка к твердому телу. Этот слой покрывается слоем рыхло связанной *лиосорбированной* воды, толщина которого может достигать нескольких сот диаметров молекул. В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая *стыковая* (пендулярная) вода, которая, в свою очередь, отделяет от основной массы *сорбционно-замкнутую* (капельно-жидкую) воду.

В капиллярных пустотах находится свободная капиллярная вода. При сплошном заполнении пор она может передавать гидростатическое давление, при частичном заполнении подчиняется лишь менисковым силам. В сверхкапиллярных пустотах в капельно-жидком состоянии находится *свободная гравитационная* вода. Эта вода свободно передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление. Именно она замещается нефтью и газом при формировании их залежей. Субкапиллярная, капиллярная воды и вода, оставшаяся в сверхкапиллярных пустотах после образования залежей нефти или газа, составляют *остаточную* воду нефтегазонасыщенных пород.

Подземные воды попадают в горные породы как в процессе осадконакопления — *седиментационные* воды, так и в результате последующего проникновения их в формирующиеся или уже сформировавшиеся горные породы — *элизионные* и *инфиль-*

трационные воды. Инфильтрационные воды образуются в водонапорных системах открытого типа за счет атмосферных осадков, речных озерных и морских вод. Проникая в пласты-коллекторы, они движутся от зоны питания к зоне разгрузки, вытесняя седиментационные воды.

Элизионные воды — это воды, попадающие в водоносные или нефтеносные пласты (горизонты) вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород-неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке. Элизионные процессы происходят в пластах (горизонтах), образующих водонапорные системы закрытого (т. е. не имеющие зон питания и разгрузки) или полузакрытого (отсутствует зона питания, есть только зона разгрузки) типов. Уплотнение пород и отжатие из них воды могут произойти также в результате геодинамического давления, возникающего при тектонических напряжениях. Проникновение элизионной воды в нефтегазоносный пласт может начаться и при разработке залежи, когда геостатическое давление в перекрывающих и подстилающих залежь отложениях становится выше пластового и возникает перепад давления, под действием которого начинается вытеснение поровых вод из окружающих пород в нефтегазоносный пласт.

При инфильтрационных и элизионных процессах вследствие смешения вод, а также выщелачивания горных пород состав воды и по площади отдельного пласта, и по разрезу месторождения меняется.

Наряду с водами седиментации, инфильтрации и элизии в разрезах газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений встречаются воды, имеющие *конденсационное* происхождение, т. е. выделившиеся в пласте в результате конденсации паров воды, содержавшихся ранее в УВ. Это специфические пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.

Необходимо различать воды *конденсатные* и конденсационные. Первые выделяются в стволах эксплуатационных газовых скважин и в промысловых коммуникациях в результате конденсации паров воды, содержащихся в газе, и не характеризуют пластовых условий. Вторые связаны с пластовыми условиями и выделяются в пласте.

Виды вод нефтяных и газовых месторождений. В промысловом деле воды нефтяных и газовых месторождений делятся на пластовые напорные, остаточные, тектонические (жильные), грунтовые и технические, или искусственно введенные в пласт.

Понятие *остаточной* воды рассмотрено выше (см. § 4 главы IV). *Искусственно введенными*, или *техническими*, называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промысловой жидкости) или при ремонтных работах. *Тектоническими* называют воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям тектонической природы. Эти воды

могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

Пластовые воды — один из основных (наряду с остаточной водой) видов вод месторождений УВ. Они подразделяются на: пластовые, залегающие в нефтегазоносном пласте: 1) краевые или контурные, 2) подошвенные, 3) промежуточные; пластовые посторонние (чуждые), содержащиеся в водоносных пластах месторождения: 1) верхние относительно данного нефтяного или газового пласта, 2) нижние относительно нефтяного или газового пласта.

Краевыми или *контурными* называются воды, залегающие под ВНК или ГВК. Та часть краевой воды, которая залегает под ВНК (ГВК), называется *подошвенной*. К *промежуточным* относятся воды пропластков, залегающих внутри нефтегазоносных пластов, или воды водоносных пластов, залегающих между нефтегазоносными, объединенными в один эксплуатационный объект.

Верхними называются воды всех водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а *нижними* — воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже данного нефтегазоносного пласта.

К *грунтовой* относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность.

Положение пластовых, тектонических и грунтовых вод в разрезе месторождения схематически показано на рис. 50.

Основную массу вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды. По данным А. М. Никанорова, среди вод газовых и газоконденсатных залежей нередко отмечается присутствие пресных конденсационных вод. Сведения о конденсационных водах нефтяных месторождений пока немногочисленны, причем эти месторождения связаны с районами молодой альпийской складчатости, где конденсационные воды еще не успели смешаться с солеными седиментаци-

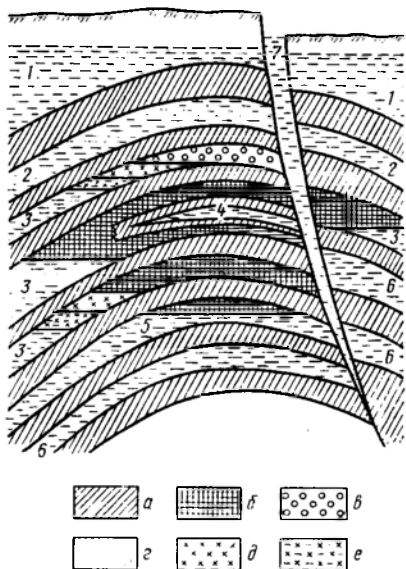


Рис. 50. Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения.

а — непроницаемые породы; б — нефть; в — газ; вода; г — минерализованная, д — конденсационная; е — смешанная конденсационная и минерализованная; виды вод: 1 — грунтовые, 2 — верхние пластовые, 3 — краевые или контурные, 4 — промежуточные, 5 — подошвенные, 6 — нижние пластовые, 7 — тектонические

онными. Возможно даже получение конденсационных вод в чистом виде из оторочек, которые они иногда образуют под залежами нефти.

Разделение УВ и конденсационной воды в ловушках происходит в результате гравитационной дифференциации. Вода опускается вниз и вследствие меньшей ее плотности по сравнению с плотностью подстилающих нефть или газ соленых пластовых вод располагается в виде слоя между УВ и солеными водами пласта; частично смешиваясь с последними, она образует также промежуточный слой (рис. 50). При этом из условий образования конденсационных вод следует возможность их мозаичного распространения по площади.

Состав и физические свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в пласте. Поэтому их знание позволяет наметить более эффективные мероприятия по контролю и регулированию разработки и эксплуатации скважин и промысловых систем. Все это заставляет уделять большое внимание вопросам состава и физических свойств подземных вод.

Таблица 9. Классификация подземных вод по В. А. Сулину

Тип вод	$\frac{r \text{ Na}}{r \text{ Cl}}$	$\frac{r \text{ Na} - r \text{ Cl}}{r \text{ SO}_4}$	$\frac{r \text{ Cl} - r \text{ Na}}{r \text{ Mg}}$
<i>I</i> — сульфатнонатриевый	>1	<1	—
<i>II</i> — гидрокарбонатнонатриевый	>1	>1	—
<i>III</i> — хлориднокальциевый	<1	—	>1
<i>IV</i> — хлоридномагнийевый	<1	—	<1

Химическая классификация подземных вод. Под химическим составом воды понимают состав растворенных в ней веществ, исключая растворенные газы. Существует большое количество химических классификаций подземных вод (С. А. Шукарева, О. А. Алекина, Ч. Пальмера, В. И. Вернадского и др.). Среди нефтяников всеобщее признание получила классификация В. А. Сулина (табл. 9), в которой природные воды подразделены на четыре типа по характерным соотношениям между главными ионами. Типы, в свою очередь, подразделяются на группы и подгруппы по признаку преобладания того или иного аниона и катиона. В основу классификации положены три основных коэффициента (в %-экв): $r\text{Na}/r\text{Cl}$, $(r\text{Na}-r\text{Cl})/r\text{SO}_4$, $(r\text{Cl}-r\text{Na})/r\text{Mg}$. Буква r перед химическим символом иона означает, что содержание данного иона выражено в эквивалентной форме.

Пользуясь этими коэффициентами, выделяют четыре генетических типа вод. В. А. Сулин назвал их генетическими потому, что они приблизительно отвечают основным природным обстановкам их формирования и нахождения в недрах.

Графическое изображение классификации показано на рис. 51.

Каждый тип на графике занимает треугольник, получающийся при делении квадрата диагональю.

При небольших отклонениях коэффициентов от единицы, т. е. в зонах перехода от одного типа к другому, воды следует относить к переходным типам.

Каждый тип делится на три группы по преобладающему аниону: выделяются группы хлоридных, сульфатных и гидрокарбонатных вод.

По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы натриевых, магниевых и кальциевых вод. Подгруппу следует выделять лишь в том случае, если преобладающий катион соединяется с преобладающим анионом, а не с другими.

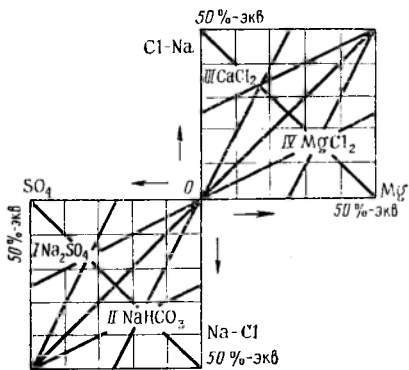


Рис. 51. Классификация подземных вод по В. А. Сулину.

Типы вод: I — сульфатнонатриевый; II — гидрокарбонатнонатриевый; III — хлориднокальциевый; IV — хлоридномагнийный

Ca^{2+} , Mg^{2+}) значительно распространены в водах карбонат-ион (CO_3^{2-}), ионы калия (K^+) и железа (Fe^{2+} и Fe^{3+}). Остальные элементы встречаются в ничтожных количествах (микрокомпоненты).

Минерализация и химический состав вод определяют все их физические и химические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, электропроводность и др.).

Для решения задач нефтегазопромысловый геологии существенно то, что минерализованные воды обладают повышенной отмывающей способностью, в связи с чем их использование при заводнении залежей способствует повышению коэффициента вытеснения нефти, а следовательно, и конечного коэффициента извлечения нефти (см. главу VIII). В то же время высокая минерализация пластовых вод в определенных условиях может приводить к выпадению солей на забое добывающих скважин и в призабойной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5—2,0 м³/м³, обычно равно 0,2—0,5 м³/м³. В составе водорастворенного газа преобладает метан, затем следуют азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон. Фактическое газосодержание подземных вод можно определить только на основе анализа глубинных проб.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается. С достаточной для практических целей точностью этот показатель может быть определен по специальным графикам, приводимым в справочной литературе.

Сжимаемость воды — обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Величина коэффициента сжимаемости колеблется в пределах $(3 \div 5) \cdot 10^{-4}$ МПа. Сжимаемость воды, содержащей растворенный газ, увеличивается; сжимаемость минерализованной воды уменьшается с увеличением концентрации солей. Этот показатель играет существенную роль при формировании режимов залежей.

Объемный коэффициент пластовой воды b_v зависит от минерализации, химического состава, газосодержания воды, пластовых давления и температуры. Наибольшее влияние на его величину оказывают пластовая температура и минерализация. Поскольку газосодержание подземных вод обычно невелико, оно в большинстве случаев не учитывается.

Объемный коэффициент пластовых вод нефтяных и газовых месторождений колеблется от 0,8 до 1,20.

Плотность воды в пластовых условиях зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. Как правило, эта плотность отличается от плотности в поверхностных условиях не более чем на 20 %. В большинстве случаев вода в пласте менее плотная, чем на поверхности, поскольку пластовая температура выше стандартной. Однако в условиях пониженных пластовых температур, например в зоне развития многолетнемерзлых пород, плотность воды может быть равной плотности воды в поверхностных условиях или даже больше ее.

Вязкость пластовой воды зависит в первую очередь от температуры, а также от минерализации и химического состава. Газосодержание и давление оказывают меньшее влияние. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2—1,5 МПа·с. Вязкость воды как параметр, используемый в гидродинамических расчетах, следует определять по глубинным пробам.

Поверхностное натяжение пластовой воды, т. е. свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму, в значительной степени зависит от химического состава и при

соответствующей химической обработке воды может быть значительно снижено. Это имеет существенное значение для разработки нефтяных месторождений с заводнением, так как, чем меньше поверхностное натяжение воды, тем выше ее вымывающая способность и тем больше будет коэффициент вытеснения нефти водой.

Электропроводность воды зависит от ее минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для количественной интерпретации материалов электротометрии скважин.

Все рассмотренные физические свойства подземных вод наиболее надежно определяются по глубинным пробам, отбор которых осуществляется специальными глубинными герметичными пробоотборниками. При отсутствии таких определений эти свойства могут быть с меньшей точностью установлены по специальным графикам, приведенным в монографиях по физике пласта или в справочниках.

Глава VII

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Пластовое давление — один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом. Под пластовым понимают давление, при котором нефть, газ, вода находятся в пустотах пластов-коллекторов в геологическом разрезе месторождения.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор водонапорной системы и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление. Аналогичный процесс протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, величина пластового давления $p_{пл}$ может быть определена по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт — скважина:

$$p_{пл} = h\rho g, \quad (VII.1)$$

где h — высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление; ρ — плотность жидкости в скважине; g — ускорение свободного падения.

При практических расчетах формулу используют в следующем виде:

$$p_{пл} = h\rho/c, \quad (VII.2)$$

где C — коэффициент, равный 102 при измерении давления в МПа.

Устанавливающийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называют *пьезометрическим уровнем*. Его положение фиксируют расстоянием от устья скважины или величиной абсолютной отметки.

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют *пьезометрической поверхностью*.

Высоту столба жидкости h в (VII.1) и (VII.2) в зависимости от решаемой задачи обычно определяют как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта-коллектора — такой столб жидкости h_1 называют пьезометрической высотой (рис. 52) — или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости — этот столб жидкости высотой $h_2 = h_1 + z$, где z — расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют *пьезометрическим напором*.

Величину давления, соответствующую пьезометрической высоте, называют *абсолютным пластовым давлением* ($p_{пл.а}$); величину давления, соответствующую пьезометрическому напору, — *приведенным пластовым давлением* ($p_{пл.пр}$). Зная расстояние z и плотность жидкости в скважине ρ , при необходимости всегда можно перейти от абсолютного пластового давления к приведенному (и наоборот):

$$p_{пл.пр} = p_{пл.а} + z\rho/c = (h_1 + z)\rho/c. \quad (VII.3)$$

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности. В скважинах с устьями выше пьезометрической поверхности (рис. 53, скв. 1) абсолютное пластовое давление можно определить, зная глубину скважины H_1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня от устья скважины h_1 , а также плотность воды $\rho_в$ (она обычно больше единицы вследствие того, что пластовые воды минерализованы):

$$p_{пл1} = [(H_1 - h_1)/102] \rho_в. \quad (VII.4)$$

В скважинах с устьями, совпадающими с пьезометрической поверхностью (рис. 53, скв. 2),

$$p_{пл2} = H_2\rho_в/102. \quad (VII.5)$$

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности (рис. 53, скв. 3) будут фонтанировать. Пластовое давление в та-

ких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_y на их герметизированных устьях:

$$p_{плз} = [H_3 \rho_B / 102] + p_y, \quad (\text{VII.6})$$

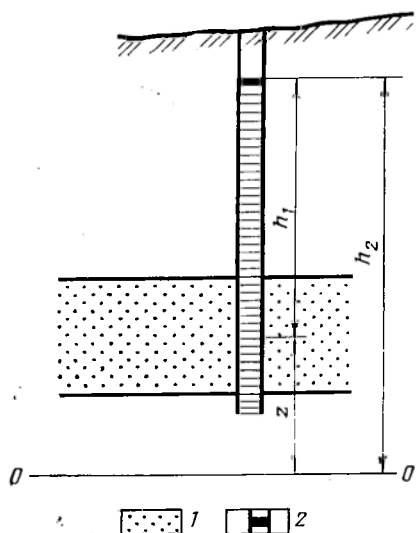
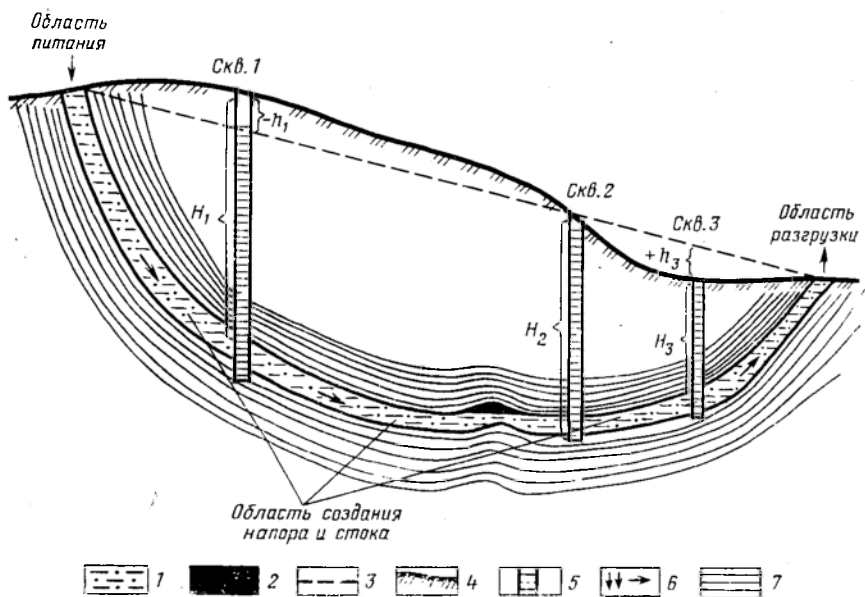


Рис. 52. Пьезометрические высота и напор в скважине.

1 — пласт-коллектор; 2 — пьезометрический уровень в скважине; O—O — условная плоскость; h_1 — пьезометрическая высота; z — расстояние от середины пласта до условной плоскости; h_2 — пьезометрический напор

Рис. 53. Схема инфильтрационной водонапорной системы.

1 — водонасыщенный пласт-коллектор; 2 — залежь нефти; 3 — пьезометрическая поверхность; 4 — земная поверхность; 5 — скважина со столбом пластовой воды, уравновешивающим начальное пластовое давление; 6 — направление движения жидкости; 7 — водоупорные породы



где $p_y = h_3 \rho_B / 102$, h_3 — превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

Для характеристики изменения пластового давления в водонапорных системах и залежах пользуются вертикальным гради-

ентом пластового давления $\text{grad } p$, отражающим величину изменения $p_{\text{пл}}$ на 1 м глубины скважины:

$$\text{grad } p = p_{\text{пл}}/H. \quad (\text{VII.7})$$

Из рис. 53 видно, что на величину $\text{grad } p$ в различных скважинах заметное влияние оказывает различие в разности абсолютных отметок пьезометрической поверхности и устьев скважин. В скважинах, устья которых находятся выше пьезометрической поверхности, значения $\text{grad } p$ меньше, а в скважинах, устья которых находятся ниже этой поверхности, значения $\text{grad } p$ больше по сравнению с его значениями в скважинах, устья которых совпадают с пьезометрической поверхностью. Градиент пластового давления имеет значения от 0,008 до 0,025 МПа/м и иногда более. Его величина зависит от характера водонапорной системы, взаимного расположения поверхности земли и пьезометрической поверхности.

Каждая залежь УВ обладает некоторым природным пластовым давлением. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается. Соответственно различают начальное (статическое) и текущее (динамическое) пластовое давление залежей. В настоящем разделе освещаются вопросы, связанные с начальным пластовым давлением (динамическое пластовое давление рассмотрено в главе XIII).

Начальное (статическое) пластовое давление — это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т. е. до начала извлечения из него жидкостей или газа. Величина начального пластового давления в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

Природной водонапорной системой (рис. 54) называют разновидность геогидродинамических систем пластовых вод, отличающуюся от другой их разновидности — *грунтовой гидродинамической системы* — *напорным* характером вод, т. е. отсутствием зеркала воды. Это система гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, находящимися в непрерывном движении, которая обладает едиными условиями возникновения и общим механизмом движения подземных вод, т. е. единым генезисом напора.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента (см. рис. 53; рис. 55):

область питания — зоны резервуара, где в него поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды по области стока;

область стока — основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод;

область разгрузки — части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах (например, свя-

занные с дизъюнктивным нарушением), где происходит разгрузка подземных вод.

Природные водоносные системы подразделяют на *инфильтрационные* и *элизионные* (см. рис. 54), различающиеся взаимным расположением указанных зон, условиями создания и значениями напора (см. следующие параграфы настоящей главы). Соответственно залежи УВ, приуроченные к водоносным си-

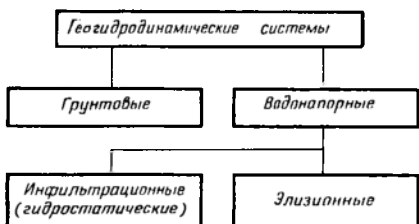
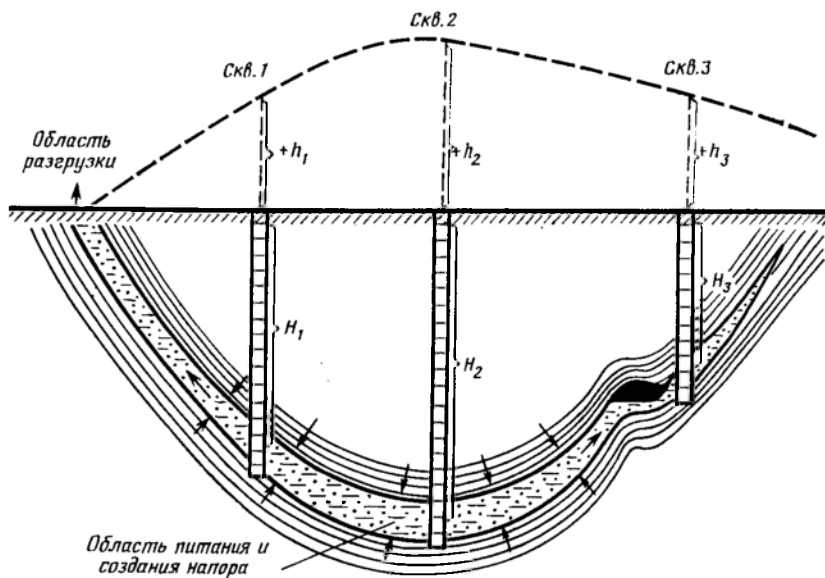


Рис. 54. Классификация геогидродинамических систем

Рис. 55. Схема элизионной водоносной системы.

Условные обозначения см. на рис. 53.



стемам указанных видов, обычно обладают различными по величине начальными пластовыми давлениями при одинаковой глубине залегания продуктивных пластов.

В зависимости от степени соответствия величины начального пластового давления глубине залегания пластов-коллекторов выделяют две группы залежей УВ:

залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому давлению;

залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического.

В геологопромысловой практике принято называть залежи первого вида залежами с *нормальным пластовым давлением*, второго вида — залежами с *аномальным пластовым давлением*. Следует отметить, что подобное разделение нельзя считать правомочным, так как любая величина начального пластового давления связана с геологическими особенностями района и для рассматриваемых геологических условий является нормальной.

Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому. *Гидростатическим пластовым давлением* (ГПД) называют давление в пустотном пространстве пласта-коллектора, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

В водоносном пласте начальное пластовое давление считают равным гидростатическому, когда соответствующая ему пьезометрическая высота в каждой его точке примерно отвечает глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для *инфильтрационных* водонапорных систем и приуроченных к ним залежей. Схема такой системы и распределения пьезометрического напора в ее пределах показана на рис. 53.

Инфильтрационную систему отличают следующие особенности. Она является «открытой» водонапорной системой, т. е. общается с земной поверхностью как в области разгрузки, так и в области питания. Область питания системы расположена гипсометрически выше области разгрузки. Природный резервуар пополняется атмосферными и поверхностными водами. Движение жидкости в пласте-коллекторе происходит в основном в соответствии с влиянием гравитационных сил в сторону регионального погружения пластов. Пьезометрическая поверхность системы условно (в предположении, что пласты содержат пресную воду плотностью 1 г/см^3) представляется в виде наклонной плоскости, соединяющей области питания и разгрузки. Фактически вследствие изменчивости плотности пластовых вод в системе (обычно в пределах $1—1,25 \text{ г/см}^3$) она имеет несколько более сложный характер.

За пределами залежей нефти и газа, т. е. в основной по площади водоносной части инфильтрационных систем, величина вертикального градиента пластового давления обычно не выходит за пределы $0,008—0,013 \text{ МПа/м}$. Редкие исключения могут быть обусловлены весьма резким различием абсолютных отметок устьев скважин и пьезометрической поверхности. В среднем вертикальный градиент пластового давления составляет в рассматриваемых системах около $0,01 \text{ МПа/м}$, что и соответствует гидростатическому давлению.

В инфильтрационных водонапорных системах начальное пластовое давление возрастает практически пропорционально уве-

личению глубины залегания водоносных пластов-коллекторов. При этом его значения всегда намного ниже значений геостатического давления, т. е. давления на пласт массы вышележащей толщи пород. Сказанное может быть иллюстрировано рис. 56. Инфильтрационные водонапорные системы наиболее характерны для древних платформ.

В пределах нефтегазовых залежей значения начального пластового давления и статических уровней отличаются от значений этих показателей в водоносной части пласта при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина разности этих значений зависит от степени различий в плотности пластовой воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали рассматриваемой точки залежи до ВНК. На рис. 57 приведена схема инфильтрационной водонапорной системы, область питания которой

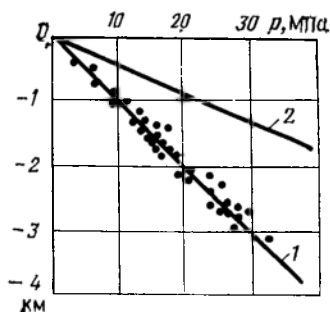


Рис. 56. График изменения пластового давления с глубиной в инфильтрационной водонапорной системе терригенных отложений девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по Ю. П. Гаттенбергеру):

Давление: 1 — условное гидростатическое в различных точках системы; 2 — геостатическое

расположена на абсолютной отметке 100 м. Общая высота приуроченной к этой системе залежи 400 м, отметка ВНК — 700 м, ГНК — 400 м, кровли пласта в своде залежи — 300 м.

Проследим изменение начальных (статических) значений пластового давления и пьезометрической высоты в пласте в районе залежи. Примем плотность пластовых вод, нефти и газа соответственно: $\rho_{\text{в}}=1,0$, $\rho_{\text{н}}=0,85$, $\rho_{\text{г}}=0,1$ г/см³.

В водяной скв. 1 пьезометрическая высота $h_{\text{в}}=600$ м. Соответственно $p_{\text{пл1}}=h_{\text{в}}\rho_{\text{в}}/102=600 \cdot 1,0/102=5,88$ МПа. 1

В водяной скв. 4 при пьезометрической высоте $h_{\text{в}}=900$ м $p_{\text{пл4}}=900 \cdot 1,0/102=8,82$ МПа. $p_{\text{пл1}} < p_{\text{пл4}}$ на 2,94 МПа, т. е. на величину, соответствующую разнице в глубинах залегания пласта в рассмотренных скважинах.

2 В скв. 2 при той же абсолютной отметке залегания пласта, что и в скв. 1, пластовое давление тоже меньше, чем в скв. 4, но на иную величину, поскольку столб жидкости, соответствующий разнице их глубин, состоит на 100 м из воды и на 200 м из нефти. Определяя пластовое давление в скв. 2, исходя из величины $p_{\text{пл4}}$, получим $p_{\text{пл2}}=8,82 - (100 \cdot 1,0 + 200 \cdot 0,85)/102 = 6,17$ МПа. В нефтяной скв. 2 пластовое давление на 0,29 МПа больше, чем в водяной скв. 1, вскрывшей пласт на той же абсолютной отметке. Пьезометрическая высота в нефтяной скв. 2 со-

ставляет: $h_2 = 6,17 \cdot 102 / 0,85 = 740$ м. Это на 140 м больше, чем в водяной скв. 1 при той же абсолютной отметке пласта. При значительной абсолютной отметке устья скв. 2 пьезометрический уровень в ней находится на отметке 240 м.

Нефтяная скв. 2а с той же абсолютной отметкой пласта, что и скв. 2, но с меньшей отметкой устья (100 м) будет фонтанировать. Давление на ее устье при герметизации $p_{y2a} = 140 \times 0,85 : 102 = 1,17$ МПа.

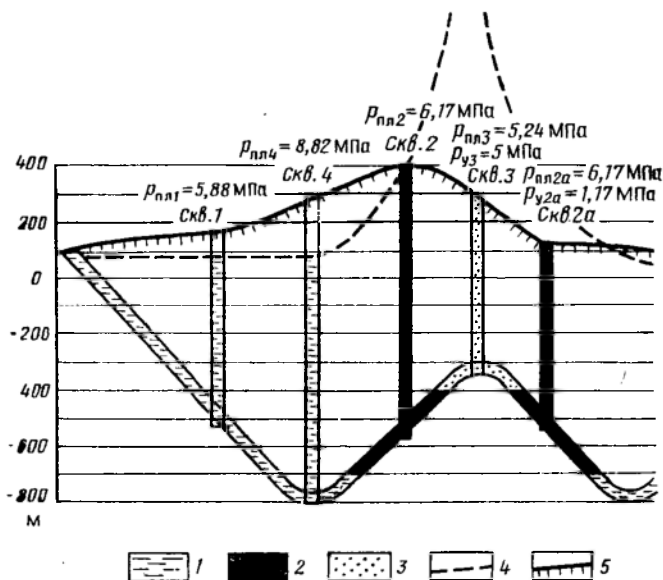


Рис. 57. Схема распределения пластового давления $p_{пл}$ и пьезометрических высот в районе расположения нефтегазовой залежи [10].

1 — вода; 2 — нефть; 3 — газ; поверхности: 4 — пьезометрическая; 5 — земная; p_y — давление на устье скважины

Пластовое давление в газовой скв. 3 может быть определено исходя из $p_{пл3}$: $p_{пл3} = 6,17 - (100 \times 0,85 + 100 \times 0,1) / 102 = 5,24$ МПа. В скв. 3 в условиях насыщенности пласта водой пьезометрическая высота составила бы 400 м, а пластовое давление 3,92 МПа. Таким образом, пластовое давление газонасыщенного пласта в своде структуры в рассматриваемом случае на 1,32 МПа больше, чем оно могло бы быть при заполнении резервуара водой.

Для приведенного примера изменение значений начального пластового давления и соответственно пьезометрических уровней в районе залежи может быть изображено в виде профиля (рис. 58).

Таким образом, уменьшение начального пластового давления от периферии к сводовой части залежи нефти и газа проис-

ходит непропорционально уменьшению абсолютных отметок залегания пласта. Особенно значительное превышение значений фактических пьезометрических высот h и значений начального пластового давления $p_{\text{пл. нач}}$ над гидростатическими $h_{\text{г}}$ и $p_{\text{г}}$ имеет место в сводовых частях газовых залежей с весьма большой высотой.

Разницу между пластовым давлением и гидростатическим (при $\rho_{\text{в}}=1$) на одной абсолютной отметке пласта принято называть *избыточным* пластовым давлением $p_{\text{изб}}$.

В инфильтрационных системах вертикальный градиент пластового давления залежей нефти и газа, даже с учетом избыточного давления, обычно не выходит за указанные ранее пределы 0,008—0,013 МПа/м. Вместе с тем в отдельных случаях

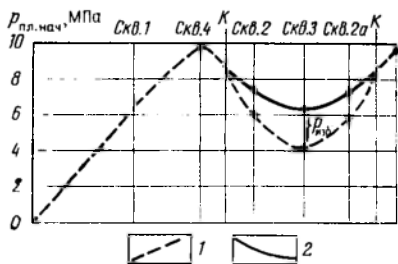


Рис. 58. График изменения начального пластового давления $p_{\text{пл. нач}}$ в районе нефтегазовой залежи (см. рис. 57).

Профили давления: 1 — при водонасыщенности пласта; 2 — при наличии в пласте нефтегазовой залежи; К—К — положение контура залежи; $p_{\text{изб}}$ — избыточное пластовое давление

при весьма большой высоте газовых залежей его значение может превышать верхний предел указанного диапазона и иметь значения, характерные для *сверхгидростатического* давления (см. ниже). Это можно показать на следующем примере. Газовая залежь вскрыта скважиной в сводовой части на глубине 1850 м. Высота залежи 750 м, пластовое давление на уровне ГВК (т. е. гидростатическое давление) равно 29,4 МПа. При этом пластовое давление в наиболее повышенной, сводовой части залежи $p_{\text{пл. св}}=29,4-(750 \times 0,1)/102=28,67$ МПа. Вертикальный градиент давления, равный $p_{\text{св}}=28,67/1850=0,0155$ МПа/м, значительно превышает верхний предел значений градиента, характерных для залежей нефти и газа инфильтрационных систем.

Необходимо акцентировать внимание на том, что повышенное давление в сводовых частях залежей инфильтрационных водонапорных систем не следует смешивать со сверхгидростатическим давлением.

О соответствии или несоответствии пластового давления гидростатическому (т. е. глубине залегания пласта) следует судить по величине давления в водоносной части пласта, непосредственно у границ залежи, или, если замеров давления здесь нет, по величине давления, замеренного в пределах залежи и приведенного к горизонтальной плоскости, соответствующей средней отметке ВНК или ГВК (см. главу XIII).

Залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического. Начальное пластовое давление в водоносных пластах, а также на ВНК и ГВК залежей, вертикальный градиент которого выходит за пределы значений этого показателя, принятых для пластового давления, соответствующего гидростатическому, называется давлением, отличающимся от гидростатического. При $\text{grad } p > 0,013$ пластовое давление обычно считают сверхгидростатическим (СГПД), при $\text{grad } p < 0,008$ — меньшим гидростатического (МГПД).

Наличие в пластах-коллекторах СГПД может быть объяснено тем, что на определенном этапе геологической истории резервуар получает повышенное количество жидкости в связи с превышением скорости ее поступления над скоростью оттока. Сверхгидростатическое пластовое давление характерно для элизионных водонапорных систем. В таких системах напор создается за счет выжимания вод из вмещающих пласты-коллекторы уплотняющихся осадков и пород и частично за счет уплотнения самого коллектора под влиянием геостатического давления, возрастающего в процессе осадконакопления (геостатические элизионные системы), или в результате геодинамического давления при тектонических напряжениях (геодинамические элизионные системы). Наиболее распространены геостатические системы. Схема такой системы показана на рис. 55.

В геостатической элизионной водонапорной системе областью питания является наиболее погруженная часть пласта-коллектора. Отсюда вода перемещается в направлении восстания пластов к областям разгрузки, когда имеется связь пласта-коллектора с земной поверхностью, или к границам распространения пласта-коллектора, если такой связи нет. В отличие от инфильтрационных систем, называемых открытыми, в первом случае принято называть элизионные системы полузакрытыми, во втором — закрытыми. Вместе с выжимаемыми из пород-неколлекторов водами в водоносные породы-коллекторы передается часть геостатического давления. При этом пластовое давление повышается по сравнению с нормальным гидростатическим $p_{\text{пл. г}}$ на величину $p_{\text{доп}}$:

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{пл. г}} + p_{\text{доп}}, \quad (\text{VII.8})$$

где

$$p_{\text{доп}} = V_{\text{доп}} / \beta_v V_v; \quad (\text{VII.9})$$

$V_{\text{доп}}$ — дополнительный объем воды (превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды над количеством ее, удаляющимся в область разгрузки); β_v — коэффициент сжимаемости воды; V_v — общий объем воды в пласте-коллекторе.

С увеличением закрытости водонапорной системы и объемов выжимаемой воды $p_{\text{доп}}$ возрастает и СГПД приближается по величине к геостатическому давлению. Вероятность изолированности природных резервуаров возрастает с увеличением глубины

залегания пластов, поэтому и СГПД наиболее характерно для пластов, залегающих на больших глубинах между мощными толщами глинистых пород, в межсолевых и подсолевых отложениях.

Образование СГПД связывают также с уплотнением пород-коллекторов в результате цементации, с освобождением дополнительного объема воды при переходе монтмориллонита в иллит, с тепловым расширением воды и другими процессами, протекающими в недрах земли. СГПД, являющееся следствием тектонических напряжений, может быть свойственно пластам-коллекторам в пределах локальных тектонических структур или даже отдельных тектонических блоков.

Вертикальный градиент СГПД может достигать 0,017—0,023 МПа/м, а в некоторых случаях — и больших величин.

СГПД характерно для районов с повышенной неотектонической активностью и соответственно с высокой скоростью осадкообразования — для Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии, Предкарпатья. В этих районах СГПД может встречаться и на малых глубинах.

В пределах элизионных водонапорных систем давление в гипсометрически высоких частях залежей нефти и газа, так же как и в пределах инфильтрационных систем, несколько повышено за счет избыточного давления, обусловленного разницей в значениях плотности воды, нефти и газа в пластовых условиях.

Пластовое давление, меньшее гидростатического, т. е. с вертикальным градиентом менее 0,008 МПа/м, встречается относительно редко. Наличие в пластах-коллекторах МГПД может быть объяснено тем, что на определенном этапе геологической истории создавались условия, приводящие к дефициту пластовой воды в резервуаре. Одним из таких условий может быть увеличение пористости, например при выщелачивании или перекристаллизации пород. Возможно также уменьшение объема жидкости, насыщающей пустотное пространство, например вследствие снижения температуры пластов-коллекторов в результате их перемещения при тектонических движениях на меньшие глубины.

Роль начального пластового давления. Абсолютная величина начального пластового давления залежи во многом определяет начальную энергетическую характеристику залежи, выбор и реализацию системы ее разработки, закономерности изменения параметров залежи при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа.

Величину начального пластового давления залежи необходимо учитывать при оценке по керну истинных значений пористости и проницаемости пластов в их естественном залегании. Указанные параметры, определенные по керну в поверхностных условиях, особенно при значительной глинистости терригенного коллектора, а также при карбонатном типе коллектора, могут быть существенно завышены, что приведет к неправильному оп-

ределению емкости резервуара и запасов УВ и к ошибочным решениям при выборе системы разработки.

Знание начального пластового давления залежей и всех вышележащих пластов-коллекторов необходимо при обосновании технологии бурения и конструкции скважин как для разведки, так и для эксплуатации месторождения. При этом следует исходить из двух основных требований: обеспечения нормальной проходки ствола скважины (без поглощений промывочной жидкости, выбросов, обвалов, прихватов труб) и повышения степени совершенства вскрытия пластов (минимального «загрязнения» продуктивных пластов промывочной жидкостью), т. е. предотвращения снижения производительности пласта по сравнению с его возможностями.

Величина начального пластового давления в значительной мере определяет природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, обуславливает выбор рациональной системы разработки.

Соотношение начального пластового давления в залежи и условного гидростатического в значительной мере определяет изменение пластового давления в процессе разработки. Соответствие пластового давления гидростатическому может служить показателем приуроченности залежи к инфильтрационной водонапорной системе. В этих условиях можно ожидать, что пластовое давление в процессе разработки залежи будет снижаться относительно замедленно¹. СГПД свидетельствует о замкнутости природного резервуара. При разработке залежи в таких случаях снижение пластового давления при прочих равных условиях происходит быстрее, темпы его падения зависят от размеров элизионных водонапорных систем — возрастают с их уменьшением. Таким образом, по величине начального пластового давления можно определять закономерности падения пластового давления в залежи при ее разработке, что позволяет обоснованно решать вопросы о целесообразности применения методов искусственного воздействия на пласты и о времени начала воздействия. При составлении первого проектного документа на разработку величину начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

При анализе разработки залежи для оценки изменения ее энергетических ресурсов также необходимо знать величину начального пластового давления.

Определяют величину начального пластового давления в скважинах, расположенных на различных участках залежи и вблизи нее (в водонефтяной и законтурной зонах).

¹ Необходимо отметить, что соответствие пластового давления гидростатическому может встречаться и в древних элизионных системах, СГПД которых постепенно расформировалось вследствие оттока вод через области разгрузки.

§ 2. ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой. Продуктивные пласты обладают природной (начальной) температурой, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние УВ в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации.

В процессе разработки залежей природные термодинамические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в больших объемах в пласты различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой, в результате применения теплофизических и термохимических методов разработки залежей, а также вследствие неизотермических процессов фильтрации и др. Наряду с этим в скважинах и в прискважинных зонах горных пород при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле. Последнее в скважинах восстанавливается в течение продолжительного времени — от нескольких суток до месяца и более.

Изменение термодинамического режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля за процессом разработки эксплуатационных объектов, за работой пластов в скважинах и за техническим состоянием скважин. В связи со сказанным изучение теплового режима месторождения в целом и его продуктивных пластов как при подготовке месторождения к разработке (для обоснованного подсчета запасов всех компонентов залежей и проектирования разработки), так и при его разработке имеет большое значение.

Изучение теплового режима месторождений и продуктивных пластов имеет большую историю. Термометрические методы исследования скважин и пластов довольно глубоко обоснованы теоретически и экспериментально советскими (В. Н. Абрамов, А. Л. Абрикин, В. Н. Дахнов, Д. И. Дьяконов, А. Ю. Намют, Н. Н. Непримеров, Н. А. Огильви, М. Д. Розенберг, Е. В. Теслюк и др.) и зарубежными учеными.

Природная геотермическая характеристика месторождения, как уже отмечалось, в значительной мере определяет геолого-физические особенности залежей и служит фоном для выявления всех проявляющихся при разработке вторичных аномалий температуры. Процесс изучения природного теплового режима

месторождения включает температурные измерения в скважинах, построение геотерм и геотермических разрезов скважин, определение значений геотермического градиента и геотермической ступени, определение температуры в кровле продуктивных пластов, построение геолого-геотермических профилей и геотермических карт.

Для получения природной геотермической характеристики продуктивных пластов температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади. Поскольку в действующих или в только что пробуренных скважинах температурные условия отличаются от начальных, температурные замеры проводят преимущественно в продолжительно простаивающих скважинах — наблюдательных, пьезометрических и законченных бурением, но по организационно-техническим причинам ожидающих ввода в эксплуатацию. Время, необходимое для восстановления теплового равновесия после бурения и цементирования, должно быть обосновано специальными исследованиями.

Сверху вниз по стволу скважин высокоточными электрическими, самопишущими и другими приборами, а также максимальными ртутными термометрами проводят измерение температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и нескольким десяткам метров в остальной его части. Природную температуру замеряют также в зумпфах технически исправных работающих и простаивающих скважин в интервале, не затронутом влиянием работающих в скважине пластов. Полученные данные пересчитывают на кровлю пласта.

По данным температурных исследований скважин строят термограммы, т. е. кривые, отражающие рост естественной температуры пород с увеличением глубины (зависимость $t-H$). Такие термограммы называют геотермами (G_0). Сочетание геотермы с литолого-стратиграфической колонкой соответствующей скважины представляет собой геолого-геотермический разрез скважины (рис. 59). На геотерме обычно выделяют прямолинейные участки с разными углами наклона, отвечающие геолого-

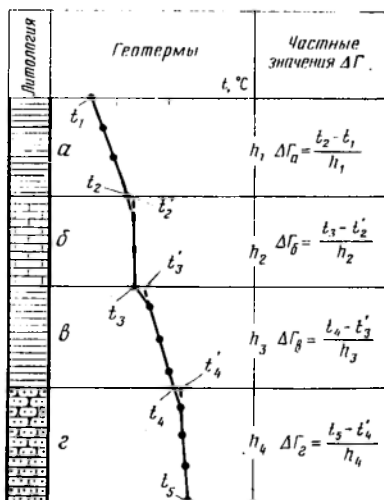


Рис. 59. Геолого-геотермический разрез скважины (по В. А. Луткову).

$\alpha, \beta, \gamma, \delta$ — литолого-стратиграфические пакки пород

стратиграфическим пачкам с неодинаковой теплопроводностью пород.

С помощью геолого-геотермического разреза скважины определяют значения геотермического градиента — частные и среднее взвешенное. Геотермический градиент ($\Delta\Gamma$) характеризует изменение температуры при изменении глубины на 100 м:

$$\Delta\Gamma = [(t_2 - t_1)/(l_2 - l_1)] \cdot 100, \quad (\text{VII.10})$$

где t_1 и t_2 — значения температуры на глубинах разреза l_1 и l_2 .

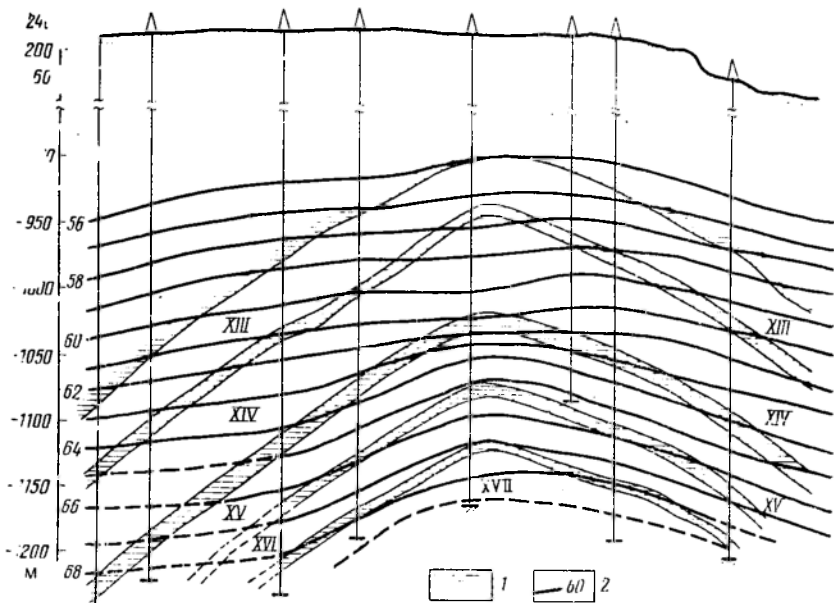


Рис. 60. Схематический геолого-геотермический профиль месторождения Узень (по В. А. Луткову).

1 — непроницаемые разделы между горизонтами; 2 — изотермы, °С; XIII—XVII — продуктивные горизонты

Частным называют значение геотермического градиента в пределах литолого-стратиграфической пачки, характеризующейся углом наклона соответствующего ей отрезка геотермы. Пример определения частных значений геотермического градиента для пачек *a*, *б*, *в* и *г* показан на рис. 59. Указанным пачкам соответствуют геотермические градиенты $\Delta\Gamma_a$, $\Delta\Gamma_б$, $\Delta\Gamma_в$, $\Delta\Gamma_г$. Для определения частного значения геотермического градиента температуру на границах литолого-стратиграфической пачки берут в точках пересечения соответствующего прямолинейного отрезка геотермы с границами пачки. Так определены значения температуры t_1 и t_2 в кровле и подошве пачки *a*, t_4 — в подошве пачки *в*, t_5 — в подошве пачки *г*. В случаях, когда

границы литологической пачки не пересекаются соответствующим прямолинейным отрезком геотермы, температуру на границе пачки принимают в точке, полученной в результате экстраполяции соответствующего отрезка геотермы до границы пачки¹. Таким путем определены значения температуры t'_1 , t'_3 и t'_4 в кровлях пачек б, в и г.

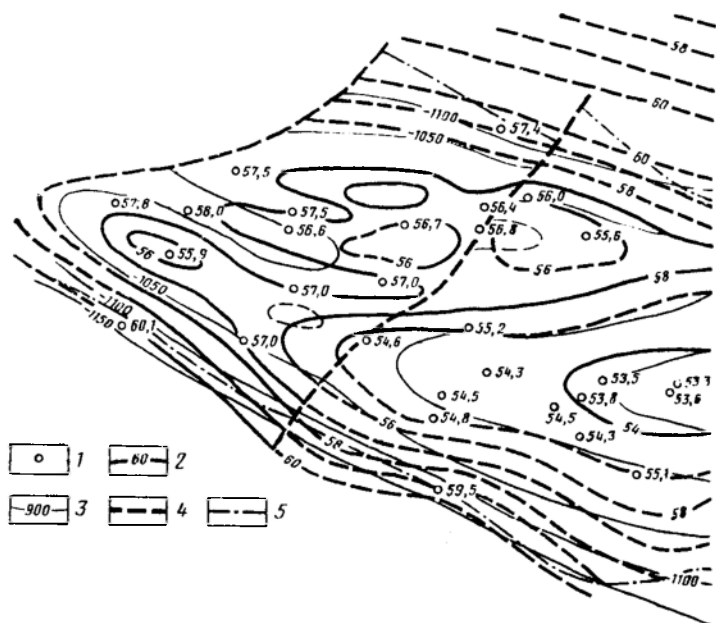


Рис. 61. Геотермическая карта по кровле горизонта XIII месторождения Узень (фрагмент, по В. А. Луткову).

1 — скважины (цифры у скважин — природная температура в кровле пласта, °С); 2 — изотермы, °С; 3 — изогипсы, м; 4 — предполагаемые дизъюнктивные нарушения; 5 — внешний контур нефтеносности

Среднее взвешенное значение геотермического градиента ($\overline{\Delta\Gamma}$) характеризует начальную температуру геологического разреза в целом от нейтрального слоя да забоя скважины:

$$\overline{\Delta\Gamma} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta\Gamma_i h_i \right) / \left(\sum_{i=1}^n h_i \right), \quad (\text{VII.11})$$

где $\Delta\Gamma_i$ — частные значения геотермического градиента; h_i — мощность соответствующих литолого-стратиграфических пачек пород; n — количество выделенных в геологическом разрезе пачек.

¹ Методический прием предложен В. А. Лутковым.

Средние взвешенные значения геотермических градиентов различны для разных участков земной коры. По данным М. А. Жданова, для грозненских месторождений они составляют 8—12 °С, для Апшеронского п-ова — 3—5 °С, для ряда месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — 1—1,2 °С. С помощью геолого-геотермического разреза определяют также значения геотермической ступени — глубины недр в метрах, соответствующей изменению температуры на 1 °С.

Наиболее полная температурная характеристика геологического разреза месторождения в целом или его определенной части может быть получена с помощью серии геолого-геотермических профилей (рис. 60).

Изменение температуры продуктивного пласта по площади хорошо иллюстрируется геотермической картой (картой изотерм) по кровле пласта (рис. 61). При многопластовом строении эксплуатационного объекта карты изотерм следует строить по кровле каждого из пластов. Природная температура в кровле того или иного пласта обычно имеет различные значения на разных участках залежи. В пределах антиклинальных поднятий она возрастает от сводовой части к периферии залежи в соответствии с увеличением глубины залегания пород. На этом фоне могут быть аномалии, обусловленные особенностями перемещения пластовых вод в водонапорной системе, возможной гидрогазодинамической сообщаемостью частей разреза с неодинаковой температурой на отдельных участках месторождения, резкой изменчивостью поверхности залежи и другими причинами. Соответственно геотермы скважин на разных участках месторождения могут различаться. Причины изменчивости природной температуры в пределах каждого месторождения должны тщательно изучаться.

§ 3. ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил, которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Учение о природных режимах нефтяных пластов создано главным образом советскими учеными на базе теоретических исследований в области подземной гидрогазодинамики и промышленной геологии.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы; напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды; давление газа газовой шапки; упругость выделяющегося из нефти ранее растворенного в ней газа; сила тяжести нефти. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодона-

порный, газонапорный (или режим газовой шапки), растворенного газа, гравитационный.

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

Природный режим пласта определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характеристикой самой залежи — термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород — коллекторов и др.; степенью гидродинамического взаимодействия залежи с водонапорной системой. На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей — темпы добычи нефти и газа, распределение отбора по объему залежи.

От природного режима зависят темпы падения пластового давления при разработке залежи и, следовательно, ее энергетический запас на каждом новом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения объема залежи по мере отбора запасов нефти и газа. Все это необходимо учитывать при выборе плотности сетки и расположения скважин, установлении их дебита, выборе интервалов перфорации, а также при обосновании рационального комплекса и объема геологопромысловых исследований для контроля за разработкой. Природный режим обуславливает эффективность разработки залежи — темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Знание природного режима позволяет решить один из центральных вопросов обоснования рациональной системы разработки нефтяных и газоконденсатных залежей: возможно ли применение системы с использованием природных энергетических ресурсов залежи или необходимо искусственное воздействие на залежь? Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характеристика технологических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи.

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления, динамику годовой добычи нефти (газа) и воды, промыслового газового фактора. Все эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин, среднего дебита на одну скважину и т. д. представляют собой *график разработки залежи*.

Нефтяные залежи. При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая отно-

сительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в пласте происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 62, а).

При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

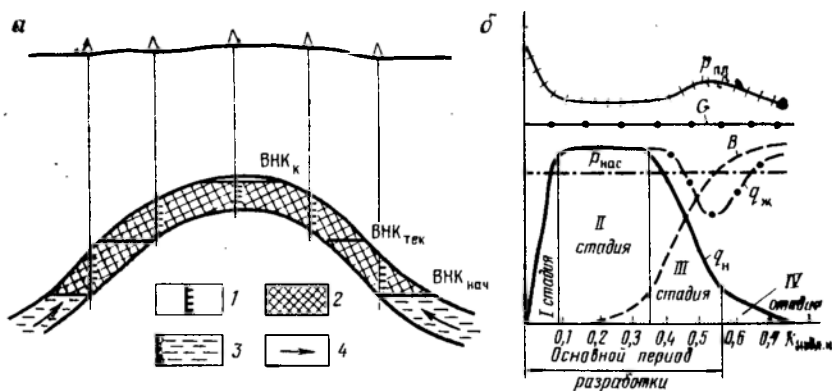


Рис. 62. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме.

а — изменение объема залежи в процессе разработки; б — динамика основных показателей разработки; 1 — интервалы перфорации; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} — начальное; ВНК_{тек} — текущее; ВНК_к — конечное; давление: $p_{пл}$ — пластовое; $p_{нас}$ — насыщения; годовые отборы: $q_{ж}$ — нефти; $q_{н}$ — жидкости; V — обводненность продукции; G — промышленный газовый фактор; $k_{извл. н}$ — коэффициент извлечения нефти

Режим свойствен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам. Обязательна хорошая гидродинамическая связь залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания водонапорной системы. Эти требования обеспечиваются при следующих геологических условиях: небольшой удаленности залежи от области питания; высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой. Одно из важнейших условий проявления водонапорного режима — большая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами

превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 62, б):

тесная связь динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта — снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи;

практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора; высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, — до 8—10 % в год от начальных извлекаемых запасов нефти и более; отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85—90 % извлекаемых запасов нефти;

извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти значительного количества попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор — ВНФ) может достигать 0,5—1 и более.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти — 0,6—0,8. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим, благодаря чему потери нефти в пластах невелики.

В нашей стране водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Чечено-Ингушетии, в продуктивной толще Азербайджана, в отложениях карбона Восточной Украины, в девоне и карбоне Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и в некоторых других районах. Число таких залежей невелико.

Упруговодонапорный режим — режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющийся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает огромную область водоносной части пласта. В области сниженного давления происходит расширение породы и пластовой воды, являющееся источником энергии для перемещения воды к залежи и внедрения ее в залежь. Коэффициенты сжимаемости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного

давления, в сотни раз превышающие размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Объем нефти $\Delta V_{\text{н}}$, получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на Δp^* , может быть выражен формулой

$$\Delta V_{\text{н}} = \Delta V_{\text{н}}' + \Delta V_{\text{н}}'' = V_{\text{н}} \Delta p^* \beta_{\text{н}}^* + V_{\text{в}} \Delta p^* \beta_{\text{в}}^* \quad (\text{VII.12})$$

где $\Delta V_{\text{н}}'$, $\Delta V_{\text{н}}''$ — соответственно объемы нефти, полученные за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта; $V_{\text{н}}$, $V_{\text{в}}$ — соответственно объемы нефтеносной и водоносной частей пласта; $\beta_{\text{н}}^*$, $\beta_{\text{в}}^*$ — соответственно коэффициенты объемной упругости пласта в его нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_{\text{п}} \beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}$, где $k_{\text{п}}$ — средний коэффициент пористости; $\beta_{\text{ж}}$, $\beta_{\text{с}}$ — соответственно коэффициенты объемной упругости жидкости и породы).

Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно невелика в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области. Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющей в залежь пластовой водой. Упруговодонапорный режим обычно характерен для залежей с повышенной вязкостью нефти, а также для залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения, благодаря чему текущее пластовое давление при разработке не падает ниже давления насыщения и газ остается растворенным в нефти до конца разработки.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен такому при водонапорном режиме (см. рис. 62, а), однако вследствие пониженной проницаемости пластов, повышенной вязкости нефти и других причин доля запасов в невырабатываемых участках залежи по сравнению с их долей при водонапорном режиме несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 63) имеет сходства с их динамикой при водонапорном режиме и отличия от нее. Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки и в том и другом случае промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения. Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на

протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи (рис. 64). Кривая 1 на рис. 64 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для

Рис. 63. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме. Условные обозначения см. на рис. 62

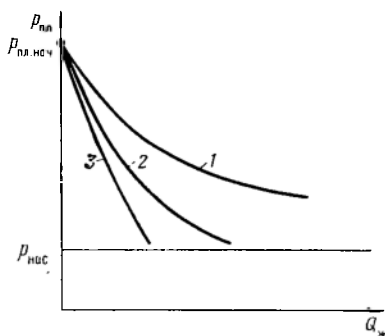
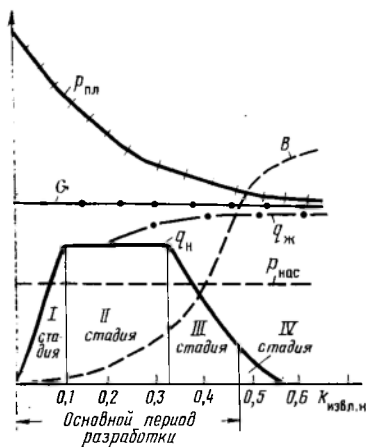


Рис. 64. Зависимость динамического пластового давления $p_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки.

Размеры законтурной области: 1 — большие; 2 — небольшие; 3 — законтурная область практически отсутствует

продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи. Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или тектонически экранированная со всех сторон). При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает СГПД, упруговодонапорный режим, соответствующий зависимости 2, может при высокой продуктивности залежей обеспечивать высокие значения коэффициента извлечения нефти и темпы разработки. Запас упругих сил нефтеносной области, как уже отмечалось выше, невелик, поэтому коэффициент извлечения нефти в случаях, соответствующих зависимости 3, будет низким.

Следует отметить, что в литературе многие исследователи термин «упруговодонапорный режим» употребляют в качестве

синонима термина «упругий режим». При изучении же режимов конкретных залежей часто применяют несколько иную терминологию: режим залежей отвечающих кривой 1 на рис. 64, называют упруговодонапорным, кривой 2 — замкнуто-упруговодонапорным, прямой 3 — упругим. Далее в случаях, соответствующих кривым 3 и 2, мы будем пользоваться термином «упруговодонапорный режим».

Динамика основных годовых показателей разработки при упруговодонапорном режиме показана на рис. 63.

Темп добычи нефти при рассматриваемом режиме в период высокой стабильной добычи, т. е. во второй стадии разработки, обычно не превышает 5—7 % в год от начальных извлекаемых запасов. К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Рост обводненности начинается уже с середины II стадии. Величина водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 1,5—2 и более. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышает 0,5—0,55. В связи со значительным разнообразием геологических условий залежей, обладающих упруговодонапорным режимом, диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки по ним довольно широк.

Залежи нефти с природным упруговодонапорным режимом, сохраняющимся до конца разработки, характерны для Северного Кавказа (верхнемеловые залежи Малгобек-Вознесенского и других месторождений Чечено-Ингушетии), Восточной Украины (месторождения Леляковское, Гнединцевское, Качановское и др.) и других районов.

Газонапорный режим — режим газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Процесс расширения газовой шапки может несколько активизироваться в связи с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти. Поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения обычно близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки в пласте начинается выделение из нефти растворенного газа. При высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет газовую шапку.

Природный газонапорный режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, при слабой активности краевых вод или при отсутствии ВНК (залежь литологического типа). Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь, и др. Необходимые

геологические условия проявления режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 1,5—2 МПа·с).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в результате уменьшения нефтенасыщенной мощности в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным, если залежь повсеместно подстилается водой, и может уменьшаться за счет внутренней части при наличии внутреннего контура нефтеносности (рис. 65, а).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной мощности, т. е. отступают от ГНК.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис. 65, б). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовых отборов извлекаемых запасов нефти в период наибольшей ее добычи могут быть довольно высокими — примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме не превышает 0,4—0,5. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокая величина коэффициента извлечения нефти объясняется пониженной вытесняющей способностью газа по сравнению с водой, а также тем, что по окончании разработки в пласте остается невыработанный слой нефти в нижней, расширенной части залежи, т. е. на значительной площади. Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки и величина газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды. В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах продуктивной толщи Азербайджана, Западной Украины, в Краснодарском крае и в других районах.

Режим растворенного газа — режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании в пластовой нефти.

В процессе разработки залежи происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную мощность пласта.

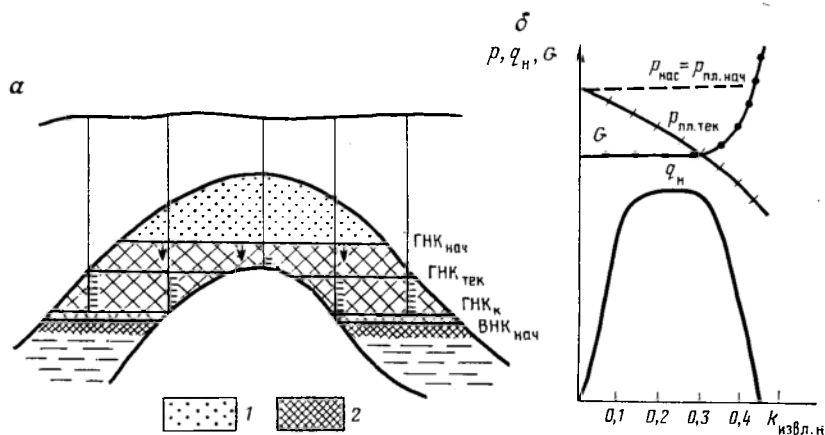


Рис. 65. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме.

a — изменение объема залежи в процессе разработки; *б* — динамика основных показателей разработки; 1 — газ; 2 — запечатывающий слой на границе ВНК_{нач}; положение ГНК; ГНК_{нач} — начальное; ГНК_{тек} — текущее, ГНК_к — конечное; остальные условные обозначения см. на рис. 62

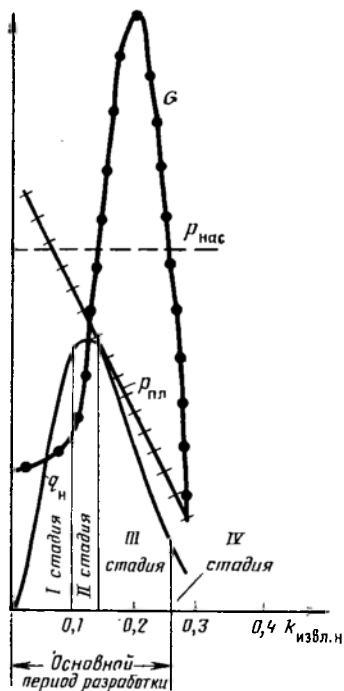


Рис. 66. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа.

Условные обозначения см. на рис. 62

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рис. 66). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями

давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделившегося газа относительная и фазовая проницаемость для него возрастают, в результате чего величина промыслового газового фактора увеличивается вплоть до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит снижение величины промыслового газового фактора до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора namного (в 4—5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения максимального ее уровня сразу же начинает снижаться, т. е. II стадия разработки продолжается обычно всего один год. Нефть добывается практически без воды. Для режима растворенного газа характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти при режиме растворенного газа не превышает 0,2—0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения — 0,1—0,15.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Азербайджана, Северного Кавказа, Западной Украины, Сахалина, Эмбенского района и др.

Гравитационный режим — при этом режиме нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным — в залежах, расположенных на малых глубинах, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате «осушения» пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 67. При гравитационном режиме нефть отбирается очень низкими темпами — менее 2—1 % в год от начальных извлекаемых запасов. Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти (с учетом коэффициента извлечения, полученного при режиме растворенного газа), вплоть до 0,5—0,6. Пластовое давление при рас-

смагриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти — единицы кубометров в 1 м^3 .

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался в Азербайджане, Западной Украине, на Сахалине и в других районах до внедрения искусственного воздействия на пласты. С переходом на прогрессивные системы разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, проявления гравитационного режима практически не происходит.

Газовые и газоконденсатные залежи. При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к за-

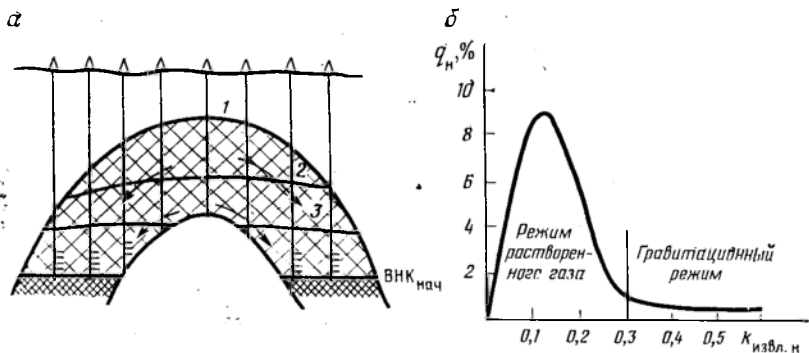


Рис. 67. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме.

a — изменение объема залежи в процессе разработки; *b* — динамика основных показателей разработки; 1—3 — последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате «осушения» верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти; остальные условные обозначения см. на рис. 62, 65

боям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфльтрационной, так и элизионной водонапорной системы вследствие низкой проницаемости пород (достаточной для фильтрации газа, но не достаточной для перемещения воды), наличия экранирующего слоя в основании залежи, удаленности залежи от области питания, наличия вблизи залежи тектонических нарушений и др. Залежи с газовым режимом не взаимодействуют с другими залежами водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи ГВК занимает стационарное положение, т. е. объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-

коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи $p_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямой линейный характер зависимости $p_{пл} / Z - \Sigma Q$, где Z — коэффициент сверхсжимаемости газа, ΣQ — накопленная с начала эксплуатации добыча газа на соответствующую дату. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. Эта особенность широко используется для подсчета оставшихся в залежи запасов газа по данным истекшего периода разработки. Следует отметить, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной.

Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа — по крупным залежам в период максимальной добычи до 8—10 % в год и более от начальных запасов.

При газовом режиме добычи газа значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что усложняет условия их эксплуатации и работу технологических установок по подготовке газа. Поступление воды в подобных случаях связывают с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях представляет собой трудную задачу и требует проведения специальных геологических исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие — 0,9—0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

Упруговодонапорный режим — применительно к газовым залежам упруговодонапорным называют режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т. е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с упругими силами газа и в чистом виде упруговодонапорный режим практически не встречается, так что это название в данном случае в некоторой степени условно. Поэтому наряду с названием «упруговодонапорный» часто применяют название «газоводонапорный» режим.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившийся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн. м³ воды в результате отбора 1 млн. м³ газа в пластовых условиях

(при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные значения коэффициента возмещения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом, и кривая зависимости $p_{пл} / Z - \Sigma Q$ вогнута относительно оси абсцисс (оси накопленной добычи газа). Интенсивность падения давления возрастает с уменьшением активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением размеров газовой части залежи, темпов добычи газа, с повышением влияния разработки других залежей на состояние давления в водонапорной системе в целом.

Следует отметить, что при некоторых изменениях годовых отборов газа из залежи указанная зависимость может быть близкой к прямолинейной, как и при газовом режиме.

Действие упруговодонапорного режима сопровождается постепенным обводнением скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще обладает высоким пластовым давлением) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение (прорыв) воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к быстрому появлению воды в продукции скважин, усложнению условий эксплуатации и раннему их отключению. В итоге при упруговодонапорном режиме коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом. Вследствие этого диапазон их значений может быть весьма широким — от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени сложности строения продуктивных пластов.

Смешанные природные режимы залежей. При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, характеризующихся значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи, при газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т. д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей, при которых нефть или газ извлекается из пластов за счет «равноправного» действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными. Относительная роль каждого из видов энергии может быть различной на разных этапах разработки.

В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой

шапки (залежь бобриковского горизонта Коробковского месторождения в Волгоградской области, залежь горизонта IV Анастасиевско-Троицкого месторождения в Краснодарском крае и др.).

Упруговодонапорный режим газовых залежей, по существу, также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. На залежах с пониженной проницаемостью пластов в начальный период разработки может действовать лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется лишь после существенного снижения пластового давления в залежи, причем по мере дальнейшего снижения давления оно может возрастать.

В процессе разработки залежей может происходить изменение их режима. Так, часто в нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует лишь при отборе первых 5—10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири и других районов).

Изучение природных режимов залежей. В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом. На большинстве нефтяных залежей природный режим в самом начале их разработки преобразуют в более эффективный путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяной залежи должен быть установлен уже ко времени составления первого проектного документа на ее разработку для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме залежи. Поэтому вид режима определяют по косвенным данным на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи, а также режима других залежей в рассматриваемом продуктивном горизонте, уже введенных в разработку.

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

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

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геолого-физической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима новой залежи.

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

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, положения ВНК, величины промыслового газового фактора, обводненности скважин, их продуктивности. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активности последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер общей воронки депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины (см. главу XI).

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа и пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации эксплуатационных колонн и др. Исходя из этого, для определения природного режима используют данные начального периода разработки залежи.

В этот период устанавливают характер кривой, отражающей зависимость $p_{пл} / Z - \Sigma Q$. Учитывая, что прямолинейную зависимость не всегда можно однозначно истолковать в пользу газового режима, необходимо одновременно обеспечивать получение дополнительных данных. Так, следует организовать кон-

троль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважины. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта, — за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежи не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойствен газовый режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи залежи с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, т. е. об упруговодонапорном режиме последней.

Глава VIII

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 1. ПОНЯТИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Запасами нефти, газа или конденсата называется их количество, содержащееся в породах-коллекторах в пределах изучаемой части геологического пространства. В соответствии с этим определением можно говорить о запасах отдельного слоя, пласта, зонального интервала, блока, а также любой части указанных геологических тел в пределах залежи, месторождения, группы месторождений, нефтеносного пласта и т. п. Процедуру определения количества УВ называют *подсчетом запасов*. Объект, в котором подсчитываются запасы, называют *подсчетным объектом*.

Запасы нефти и газа — важнейший показатель народнохозяйственной значимости залежи, месторождения, района и т. п.

Чтобы единообразно оценивать и учитывать запасы, ГКЗ СССР разрабатывает классификации запасов и инструкции по их применению. На классификации запасов основана система государственного учета количества, качества, степени изученности, условий залегания и промышленного освоения запасов, а также сведений о добыче и потерях нефти, газа и конденсата при добыче. В настоящее время в стране действует «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная Советом Министров СССР в 1983 г.

Классификация запасов обеспечивает единые принципы подсчета и учета запасов нефти и газа в недрах исходя из степени изученности этих запасов и их подготовленности для промышленного освоения. Отнесение запасов к той или иной категории производится в соответствии с надежностью их определения, которая зависит от геологических условий и степени изученности подсчетного объекта.

Категории запасов — наиболее общий интегральный показатель степени изученности и подготовленности залежи или ее части к разработке. В связи с этим отнесение запасов к той или иной категории требует конкретной объективной оценки условий, в которых находится залежь, с точки зрения количества и качества полученной по ней информации.

При подсчете запасов УВ их относят к категориям А, В, С₁ и С₂. Условия отнесения запасов к той или иной из указанных категорий определяются «Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» и подробно рассматриваются в специальном курсе «Методы подсчетов запасов и оценки ресурсов нефти и газа».

Точность подсчета запасов становится объектом все более детальных исследований, особенно в связи с широким внедрением ЭВМ в научные исследования и управление производством. В настоящее время опубликованы основные формулы, по которым можно оценить погрешность определения подсчетных параметров, объемов нефтенасыщенных пород и запасов [18].

Практика подсчета запасов показала, что оценка точности результатов различных работ и обработки данных позволяет сравнивать между собой методы исследований и обработки первичных материалов, выбирать из них менее трудоемкие и более точные, выявлять систематические и грубые погрешности, получать дополнительные основания при выделении категорий запасов.

Оценка точности подсчета запасов важна не только с точки зрения установления надежности результатов подсчета. Погрешности подсчета существенно сказываются на результатах гидродинамических и экономических расчетов при проектировании и анализе разработки. Специальными исследованиями выявлена следующая связь между погрешностями подсчета запасов m_3 и оценки себестоимости добычи $m_{с.д}$ нефти:

$m_3, \%$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
$m_{с.д}, \%$	4	8	12	15	18	21	24	26	28	30	33	34

Как видно из приведенных данных, погрешность в определении запасов существенно сказывается на точности определения себестоимости 1 т добываемой нефти. Она влияет и на другие технико-экономические показатели проектов разработки.

Таким образом, результаты оценки точности подсчета запасов позволяют: 1) дать объективную оценку состояния геологической изученности залежи; 2) получить дополнительные данные для количественной характеристики запасов; 3) выявить и устранить систематические погрешности при обосновании подсчетных параметров и проведении расчетов и тем самым повысить достоверность результатов подсчета запасов; 4) обосновать бурение скважин и проведение исследований, необходимых для доразведки залежи с целью повышения точности подсчета

запасов; 5) более правильно и полно определить задачи геологических исследований, проводимых в процессе разработки.

Согласно действующей Классификации, запасы месторождений нефти и газа по народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному учету; балансовые запасы, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно, и забалансовые, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. часть балансовых запасов, которую можно извлечь при рациональном использовании современной техники и технологии добычи нефти и газа.

Различают также начальные и текущие (остаточные) запасы нефти, газа и конденсата.

Начальные балансовые (соответственно начальные извлекаемые) запасы УВ — это запасы залежи или месторождения до начала разработки. Текущие (остаточные) балансовые (соответственно текущие извлекаемые) запасы УВ — это запасы, составляющие на определенную дату разность между начальными запасами и накопленной добычей. Остаточные запасы служат основанием для проведения различных мероприятий по регулированию разработки, доработки залежей, а также по увеличению конечной нефтегазоконденсатоотдачи.

Подсчетом запасов завершается цикл геологоразведочных работ, и запасы, т. е. обнаруженное количество УВ, служат основным критерием оценки эффективности проведенных геологоразведочных работ, а также определяют народнохозяйственную ценность найденных залежей.

В то же время подсчет запасов — это этап подготовки залежи к вводу в промышленную разработку. Для ввода в промышленную разработку знания только величины запасов в залежи недостаточно, нужна более полная информация о ее строении. Поэтому переход от поисковых работ к разведке и разработке означает также переход от представления залежи как неделимого элемента некоторой региональной геологической системы к представлению ее как системы, состоящей из геологических тел (подсистем и элементов) более низкого порядка. При этом запасы предстают не просто как некоторый объем УВ в залежи, а как количество УВ, распределенное между элементами залежи, характеризующимися разными свойствами (пористостью, проницаемостью, нефтенасыщенностью, мощностью, площадью и др.) и вследствие этого по-разному ведущими себя при разработке залежи.

Запасы нефти и газа представляют собой величину, производную от внутренней структуры залежи. Поэтому достоверность оценки запасов не только количественной, но и с точки

зрения условий их извлечения в процессе разработки зависит от того, насколько правильно вскрыта и изучена структура залежи как некоторой системы.

Из сказанного следует, что в процессе обобщения и анализа информации при подсчете запасов должна быть оценена степень сложности условий залегания нефти и газа, выявлены такие особенности строения их залежей, которые не влияют на определение величины запасов, но играют значительную роль при выборе системы разработки и поэтому их неучет может существенно сказаться на технико-экономических показателях разработки, и в первую очередь на величине конечного коэффициента извлечения нефти.

Подсчет запасов — одна из важнейших задач нефтегазопромсловой геологии, при решении которой изучается внутренняя структура подсчетного объекта, выделяются его геологические тела и изучаются их свойства, положение границ и взаимосвязь. Результаты различных обобщений, проводимых при подсчете запасов, используются при выборе техники и технологии добычи нефти, решении вопросов экономики. Они служат основой для выделения балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов, а также для составления технологической схемы разработки.

Важную роль играет пересчет запасов, выполняемый, как правило, в условиях, когда по залежи накоплен уже большой объем геологической информации и имеется значительный опыт ее эксплуатации. Пересчет производится обычно перед составлением каждого нового проектного документа. Обобщение геологической информации при пересчете позволяет получить детальную модель залежи, которая позволяет внести в принятую систему разработки значительные коррективы, способствующие повышению ее эффективности, или даже изменить метод и систему разработки. Кроме того, сравнительный анализ результатов подсчетов и пересчетов запасов одной и той же залежи служит источником важной информации для решения вопросов усовершенствования методики разведки, подсчета запасов и разработки залежей.

§ 2. ГРАНИЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД

Правильный подсчет запасов нефти и газа предполагает раскрытие внутренней структуры подсчетного объекта, знание которой необходимо также для организации эффективной разработки залежей, в частности для выбора структуры системы разработки. Решение этой задачи связано с установлением положения границ различных геологических тел. Методика определения положения кровли, подошвы пласта и ВНК (ГВК) была изложена выше. Для выявления внутренней структуры залежи необходимо еще знать положение в плане границ между коллекторами и неколлекторами, проводимых по значе-

ниям емкостно-фильтрационных (или каких-либо других) свойств пород, называемым кондиционными.

Кондиционными значениями свойств пород называются значения, разделяющие нефтегазонасыщенные породы на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками.

Кондиционные значения свойств пород в литературе называют также нижними пределами значений свойств продуктивных коллекторов (или пластов).

Анализ существующих способов определения кондиционных значений свойств нефтегазонасыщенных пород показывает, что в настоящее время в стране накоплен определенный опыт обоснования предельных значений параметров нефтегазонасыщенных пород, который используется при подсчете запасов. При этом наблюдается развитие представлений о кондиционных значениях свойств и их физической сущности.

Большинство способов позволяет устанавливать кондиционные значения проницаемости пород, отдельные методы предназначены для определения кондиционных значений пористости или нефтенасыщенности. При этом существенно то, что проведение границ между коллекторами или коллекторами разной продуктивности по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты, так как связи между различными свойствами пласта носят стохастический характер [6], вследствие чего фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров. Поэтому например, породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости, но с различными значениями коэффициентов пористости (и наоборот) различаются по величинам нефтегазонасыщенности, содержания связанной воды, коэффициента вытеснения и др. Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью различаются по величинам удельных коэффициентов продуктивности. На практике нередки случаи, когда из пород, по граничным значениям проницаемости отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а из пород, по граничным значениям пористости отнесенных к коллекторам, притоков не получают.

В связи со сказанным, а также вследствие значительной сложности задачи пока нет общепринятой достаточно надежной методики установления кондиционных значений свойств нефтегазонасыщенных пород, которая позволяла бы однозначно решать вопрос о выделении коллекторов и неколлекторов в разных геологических условиях. Вместе с тем большинство исследователей пришло к выводу, что для надежного определения границы между коллектором и неколлектором лучше использовать геофизические показатели, комплексно отражающие всю совокупность сложно взаимодействующих свойств пород, или какой-то комплексный показатель, характеризующий емкостно-фильтрационные свойства породы одним числом. При этом на-

учное обоснование предельных значений параметров коллекторов должно осуществляться в каждой скважине для каждого пласта или прослоя на основе комплексного использования данных лабораторного анализа зерна, геофизических и гидродинамических исследований свайн.

Ход рассуждений при определении граничных значений свойств пород рассмотрим на примере использования так называемого комплексного параметра P_k для терригенных нефтегазоносных пород пласта II Трехозерного месторождения в Западной Сибири:

$$P_k = \bar{k}_{п.о} \lg \bar{k}_{пр}, \quad (\text{VIII.1})$$

где $\bar{k}_{п.о}$ и $\bar{k}_{пр}$ средние значения соответственно открытой пористости и физической проницаемости, определяемые по данным анализа зерна, поднятого из интервалов опробования нефтегазонасыщенных пород.

Задача определения кондиционных значений $k_{п.о}$ и $k_{пр}$ решается на основе изучения корреляционных зависимостей между P_k , удельным коэффициентом продуктивности $K_{уд}$, относительной амплитудой собственного потенциала скважин $\alpha_{СП}$ и остаточной водонасыщенностью $k_{в.о}$. Для пласта II трехозерного месторождения соответствующие уравнения регрессии имеют вид:

$$P_k = 7,6 + 145,6K_{уд} + 102,1K_{уд}^2, \quad (\text{VIII.2})$$

$$\alpha_{СП} = 0,39 + 0,0146P_k - 0,0001P_k^2, \quad (\text{VIII.3})$$

$$k_{в.о} = 0,62 - 0,0105P_k + 0,00005P_k^2. \quad (\text{VIII.4})$$

При $K_{уд}=0$ по (VIII.2) получаем верхнее граничное кондиционное значение $P_{к.к}$ для непродуктивных коллекторов, равное 7,6 или приближенно $P_{к.к}=8$. Породы, характеризующиеся значениями $P_k > 8$, будут коллекторами, способными отдавать нефть при принятой технологии разработки. Очевидно, значение $P_k=8$ может быть получено при разных значениях $\bar{k}_{п.о} = \bar{k}_{пр}$ пластов, для которых $K_{уд}=0$. Имея в виду (VIII.1), получим следующие кондиционные значения открытой пористости и проницаемости:

$\bar{k}_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$ 2,0; 2,5; 3,0; 3,5
$k_{п.о}, \%$ 26,6; 20,0; 17,1; 14,8

Промысловые испытания скважин на приток показали, что для скважин, в которых $P_k \leq 8$, удельные коэффициенты продуктивности оказались равными или близкими к нулю.

Согласно (VIII.3), при $P_k=8$ $\alpha_{СП}=0,5$. Следовательно, проницаемые интервалы, характеризующиеся величиной $\alpha_{СП} \leq 0,5$, следует относить к непродуктивным коллекторам, а $\alpha_{СП} > 0,5$ —

к продуктивным. При испытании все интервалы пласта с $a_{сп} \geq \leq 0,5$ оказались сухими.

Согласно (VIII.4), при $P_k = 8$ кондиционное значение $k_{в.о}$ составляет 0,54.

§ 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Нефтегазоконденсатоотдачей называется способность коллектора отдавать насыщающие его УВ при искусственном изменении начальных термодинамических условий в залежи. Общее количество нефти и газа, которое может отдать конкретная залежь или отдельная ее часть, зависит от строения и режима залежи, от свойств коллекторов и УВ, от системы разработки и технологии добычи. Оно всегда меньше балансовых запасов. Количественно нефтегазоконденсатоотдача характеризуется коэффициентами извлечения нефти, газа и конденсата.

Коэффициентом извлечения нефти $k_{извл.н}$ 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 или соответствующей ее части:

$$k_{извл.н} = Q_t / Q_б. \quad (VIII.5)$$

Коэффициент извлечения нефти по новой залежи может быть вычислен гидродинамическими методами с учетом параметров системы разработки или предсказан по геологопромысловым данным. В этом случае он называется *проектным*. Величина $k_{извл.п}$, вычисленная по (VIII.5) с использованием фактически добытого количества нефти Q_t , называется *фактическим* коэффициентом извлечения нефти.

Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти $k_{извл.п.т}$ определяется по (VIII.5), где t — некоторое промежуточное время разработки, а конечный $k_{извл.п.к}$ — по тому же соотношению, когда t — время окончания разработки залежи. Учитывая сказанное, извлекаемые запасы нефти $Q_{и}$ находят из соотношения

$$Q_{и} = Q_б k_{извл.п.к}. \quad (VIII.6)$$

Текущий коэффициент извлечения нефти характеризует степень выработки балансовых запасов залежи на определенную дату и, следовательно текущее состояние разработки.

Конечный коэффициент извлечения нефти характеризует степень выработки балансовых запасов залежи на момент окончания разработки.

При изучении проблем нефтеотдачи в условиях применения систем разработки с заводнением пользуются понятиями коэффициента вытеснения, коэффициента заводнения и коэффициента охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения $k_{вт}$ — это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной промывке того объема пустотного пространства коллектора, в который проник рабочий агент, к начальному количеству нефти в этом же объеме. Значения $k_{вт}$, как правило, определяются экспериментально на образцах коллекторов, т. е. на микроуровне структурной организации подсчетного объекта.

Коэффициент заводнения k_3 — это 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.

Очевидно, что коэффициент заводнения, как и коэффициент вытеснения, характеризует процесс вытеснения нефти водой на микроуровне.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения $k_{охв. выт}$ — это отношение суммы объемов коллекторов, охваченных процессом вытеснения нефти, к общему объему коллекторов, содержащих нефть.

Таким образом, коэффициент извлечения нефти представляет собой произведение коэффициентов вытеснения, заводнения и охвата:

$$k_{извл.н} = k_{вт} k_3 k_{охв. выт}. \quad (\text{VIII.7})$$

При применении кроме воды каких-либо других рабочих агентов картина существенно не меняется, так как они образуют лишь узкую оторочку, действие которой повышает величину $k_{вт}$ или $k_{охв.}$, а основным рабочим агентом остается вода.

Как было сказано выше, нефтеотдача пласта зависит от целого ряда факторов, влияние которых в первую очередь сказывается на полноте охвата залежи процессом вытеснения. В соответствии с этим $k_{охв. выт}$ может быть представлен как произведение нескольких составляющих его частных коэффициентов:

$$k_{охв. выт} = \Psi_1 \Psi_2 \Psi_3 \Psi_4 \Psi_5, \quad (\text{VIII.8})$$

где Ψ_1 — коэффициент охвата, обусловленный неоднородностью коллектора по проницаемости (т. е. влиянием микроструктуры подсчетного объекта); Ψ_2 — коэффициент охвата, обусловленный прерывистостью (линзовидностью) коллектора (т. е. влиянием мезоструктуры подсчетного объекта); Ψ_3 — коэффициент охвата, обусловленный расчлененностью пласта на пропластки, различающиеся по коллекторским свойствам, в результате они по разному охвачены процессом вытеснения (в данном случае

учитывается влияние макроструктуры подсчетного объекта); Ψ_4 — коэффициент охвата, отражающий существование между добывающими скважинами стягивающих рядов таких зон пласта, которые не охвачены процессом вытеснения; Ψ_5 — коэффициент охвата, отражающий существование между нагнетательными скважинами разрезающих рядов зон пласта, не охваченных процессом вытеснения (коэффициенты Ψ_4 и Ψ_5 отражают влияние метаструктуры подсчетного объекта).

Понятия *коэффициентов извлечения газа и конденсата* по содержанию тождественны понятию коэффициента извлечения нефти и могут быть выражены аналогично формулами.

Коэффициент извлечения газа из залежи свободного газа

$$k_{\text{извл.г}} = G_t / G_6, \quad (\text{VIII.9})$$

где G_t — количество газа, добытого из залежи или ее части с начала разработки в течение времени t ; G_6 — балансовые запасы газа.

Коэффициент извлечения газа из нефтяной залежи

$$k_{\text{извл.г.р}} = G_{p,t} / G_{p,6}, \quad (\text{VIII.10})$$

где $G_{p,t}$ — количество газа, растворенного в нефти и добытого вместе с нефтью из нефтяной залежи или ее части с начала разработки в течение времени t ; $G_{p,6}$ — балансовые запасы газа, растворенного в нефти.

Коэффициент извлечения конденсата из газоконденсатной залежи

$$k_{\text{извл.к}} = K_t / K_6, \quad (\text{VIII.11})$$

где K_t — количество стабильного конденсата, добытого из газоконденсатной залежи или ее части с начала разработки в течение времени t ; K_6 — балансовые запасы конденсата.

Аналогично коэффициенту извлечения нефти различают текущие, конечные, проектные и фактические коэффициенты извлечения газа и конденсата. Методы определения всех названных коэффициентов подробно рассматриваются в курсе «Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа».

Величина конечного коэффициента извлечения нефти зависит от режима работы пласта, многих геологических и технологических показателей и изменяется в значительных пределах: от нескольких процентов до 80 %. На рис. 68 показаны кривые распределения величин коэффициента извлечения нефти примерно для 100 длительно разрабатываемых залежей Краснодарского края.

Среднее значение коэффициента извлечения нефти для всей совокупности рассмотренных залежей 0,35 (рис. 68, кривая 1), а для залежей с разными режимами работы пластов этот коэффициент характеризуется следующими средними значениями: при водонапорном режиме — 0,7 (кривая 2), при смешанном — 0,45 (кривая 3), при режиме растворенного газа — 0,27 (кривая 4).

Для прогнозирования коэффициентов извлечения нефти при подсчете запасов и проектировании разработки новых залежей нефти необходимо иметь комплексное (системное) представление о процессе извлечения нефти в различных физико-геологических условиях, поэтому проводится большой объем теоретических и экспериментальных исследований.

Для определения $k_{в.т}$ по каждой залежи проводятся экспериментальные исследования, связанные с моделированием процессов вытеснения нефти водой или газом из искусственных пористых сред или из кернов конкретных пластов.

Коэффициент заводнения $k_з$ находят с помощью гидродинамических расчетов по специальной методике.

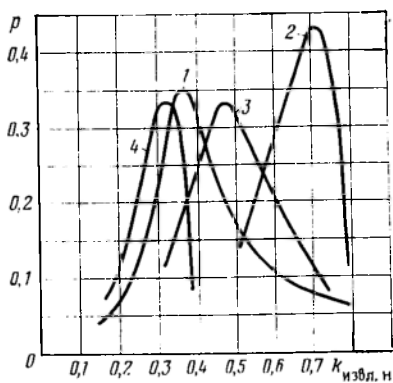


Рис. 68. Распределение значений коэффициента извлечения нефти $k_{извл.н}$ по залежам Краснодарского края (по Ю. М. Кондрушкину, И. А. Султанову). Кривые для залежей: 1 — всей совокупности; 2 — с водонапорным режимом; 3 — со смешанным режимом; 4 — с режимом растворенного газа; p — частьность

Для определения $k_{охв.выт}$ необходимая информация, как правило, отсутствует. Поэтому конечный коэффициент извлечения нефти для новой залежи обычно прогнозируется по аналогии с другими залежами, уже выработанными или находящимися на поздней стадии разработки, сходными с новой залежью по геолого-физическим условиям и характеристике флюидов. Прогнозирование таким способом представляет собой не что иное, как применение метода натурального моделирования.

В зависимости от стадии промышленной разведки и разработки нефтяных месторождений следует применять различные по сложности методы определения коэффициента извлечения нефти.

В настоящее время проектные коэффициенты извлечения нефти определяют в основном по результатам гидродинамических расчетов для всех рассматриваемых вариантов разработки. Однако при подсчете запасов и на ранних этапах проектирования разработки эти расчеты, к сожалению, не всегда обеспечиваются достоверными исходными данными в достаточном количестве. Поэтому для новых залежей разработаны методы прогнозирования коэффициента извлечения нефти на основе комплексного учета геологопромысловых условий разработки. При

обосновании этих методов учитываются фактические коэффициенты извлечения нефти по длительно разрабатываемым залежам и их выработанным участкам.

Указанные методы основаны на многомерном статистическом анализе влияния основных геологопромысловых факторов на фактическую величину коэффициента извлечения нефти. В результате выявляются статистические связи этого коэффициента с большим числом параметров, оказывающих существенное воздействие на полноту извлечения нефти. Получаемые при этом уравнения множественной регрессии используются для определения проектных коэффициентов извлечения нефти из залежей со сходными геологическими характеристиками и условиями разработки.

В. К. Гомзиков и Н. А. Молотова исследовали зависимость величины конечного коэффициента извлечения нефти от различных геологопромысловых факторов по результатам разработки 50 длительно эксплуатируемых залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в условиях вытеснения нефти водой. Характеристики залежей следующие: относительная вязкость нефти $\mu_o = 0,5 \div 34,3$, $\bar{\mu}_o = 5,4$; физическая проницаемость коллекторов $k_{пр} = (13 \div 258) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, $\bar{k}_{пр} = 65 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; коэффициент песчаности $k_{пес} = 0,5 \div 0,95$, $\bar{k}_{пес} = 0,74$; эффективная нефтенасыщенная мощность $h_{эф. н} = 3,4 \div 25,0 \text{ м}$, $\bar{h}_{эф. н} = 8,5 \text{ м}$; размер водонефтяной залежи, определяемый как отношение балансовых запасов нефти в этой зоне к запасам всей залежи $F_{в.п.з} = 0,06 \div 1,0$, $\bar{F}_{в.п.з} = 0,45$; коэффициент нефтенасыщенности коллекторов $k_n = 0,7 \div 0,95$, $\bar{k}_n = 0,87$; пластовая температура $t = 22 \div 73 \text{ }^\circ\text{C}$; плотность сетки добывающих и нагревательных скважин $f = 10 \div 100 \text{ га/скв}$, $\bar{f} = 36 \text{ га/скв}$; конечный коэффициент извлечения нефти $\bar{k}_{извл. п. к} = 0,28 \div 0,70$, $\bar{k}_{извл. п. к} = 0,54$.

В результате обработки этих данных получено следующее уравнение регрессии:

$$k_{извл. н} = 0,195 - 0,0078\mu_o + 0,0821gk_{пр} + 0,00146t + 0,18k_{пес} - 0,054F_{в.п.з} + 0,27k_n - 0,00086f. \quad (\text{VIII.12})$$

Коэффициент множественной корреляции для (VIII.12) равен 0,89, средняя квадратическая погрешность определения коэффициента извлечения нефти по уравнению (VIII.2) по 0,04.

Уравнения типа (VIII.12) справедливы для различных систем заводнения пластов (естественного, приконтурного, контурного, внутриконтурного, площадного, очагового, избирательного) и при темпах отбора жидкости в пределах 2—10 % в год от балансовых запасов.

Опыт разработки месторождений с широкими водонефтяными зонами показывает, что значения текущих и конечных коэффициентов извлечения нефти таких зон существенно ниже, чем чисто нефтяной залежи. Поскольку запасы нефти в водо-

нефтяных зонах могут быть значительными, практическое значение имеет оценка коэффициента извлечения нефти отдельно по зонам, поэтому для каждой из зон следует составлять свои уравнения типа (VIII.12).

По результатам аналитических и экспериментальных исследований и фактическим данным разработки ВНИИнефтью установлена зависимость величины конечного коэффициента из-

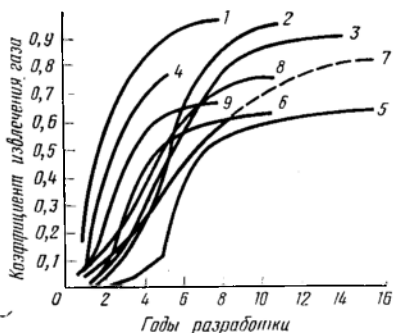


Рис. 69. Графики изменения величины текущего коэффициента извлечения газа (по Ю. М. Кондрушкину, И. А. Султанову).

Залежи месторождений: 1 — Зыря, свита КС; 2 — Калмас, горизонт I; 3 — Карадаг, горизонт VII; 4 — Карадаг, свита ПК; 5 — Локбатан, свита ПК; 6 — Зыря, свита ПК; 7 — Банка Южная, свита ПК; 8 — Банка Южная, свита НКП; 9 — Банка Южная, горизонт VI

влечения нефти от физических свойств нефти при режиме растворенного газа. (табл. 10).

Величина текущего коэффициента извлечения нефти для залежей, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой и еще далеких от конечной стадии разработки, определяется на основе геологопромыслового анализа.

Таблица 10. Значения конечных коэффициентов извлечения нефти при режиме растворенного газа

Объемный коэффициент пластовой нефти	Коэффициент растворимости газа	Коэффициент извлечения нефти при вязкости нефти, МПа·с		
		3—13	1—3	0,5—1
1,0	0,5	0,13—0,16	0,20—0,25	0,25
1,0	1,0	0,16—0,20	0,20—0,30	0,30
1,2	0,5	0,06—0,10	0,10—0,16	0,20
1,2	1,0	—	0,15—0,25	0,25
1,4—1,5	0,5	—	—	0,10
1,4—1,5	1,0	—	—	0,15

На рис. 69 показаны кривые изменения текущих коэффициентов извлечения газа по 9 газовым и газоконденсатным залежам Азербайджана. Как видно, все кривые вышли на асимптоту, т. е. залежи практически выработаны. По разным залежам величины этих коэффициентов достигли 0,6—0,9. Высокие их значения соответствуют залежам с газовым режимом и

с упруговодонапорным режимом, характеризующимся однородным строением пластов; низкие значения обычно свойственны залежам с упруговодонапорным режимом при неоднородном строении пластов.

В заключение следует подчеркнуть, что величины конечных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, а следовательно, и извлекаемые запасы не полностью определяют все то количество нефти или газа, которое по физико-геологическим свойствам коллектора и флюида может двигаться по пласту, поступать к забоям скважин и быть извлеченным на поверхность. Полное количество такой нефти, очевидно, может быть определено при величине коэффициента охвата залежи вытеснением, равной единице ($k_{\text{охв. выт}} = 1$). В таком случае вся нефть, которая в данных физико-геологических условиях может двигаться по пласту (т. е. вся физически подвижная нефть), могла бы быть извлечена на поверхность. Из этого следует, что структура системы разработки (технической компоненты ГТК) должна быть максимально адекватной внутренней структуре залежи.

В настоящее время такие условия практически недостижимы, поэтому величина $k_{\text{охв. выт}}$ всегда меньше единицы и, следовательно, неизбежны «потери» нефти в недрах.

«Потери» в недрах служат существенным резервом повышения величины конечных коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата за счет совершенствования структуры ГТК.

Раздел третий

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава IX

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

§ 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ; ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Всенародная собственность на все природные ресурсы и недра в условиях социалистического строя служит объективной основой для подлинно научного подхода к проблеме разработки месторождений, обеспечивающего быстрые темпы развития нефтяной и газовой промышленности при высоком народнохозяйственном эффекте. В нашей стране каждое месторождение вводится в разработку в соответствии с проектным документом, составленным специализированной научно-исследовательской организацией и предусматривающим ту систему разработки, которая с общегосударственных позиций наиболее рациональна для данного месторождения.

Под *системой разработки* месторождения понимают совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом.

В зависимости от количества, мощности, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т. д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов). При выделении на месторождении двух или более объектов для каждого из них обосновывается своя рациональная система разработки. Будучи увязанными между собой, системы разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют рациональную систему разработки месторождения в целом.

Рациональной называют систему разработки, которая обеспечивает потребности страны в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при наименьших затратах. Рацио-

нальная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, рациональное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

Развитие нефтяной промышленности в нашей стране имеет более чем столетнюю историю. Вплоть до середины 40-х гг. разработка нефтяных месторождений осуществлялась только с использованием природной энергии залежей. Это было связано не только с недостаточно высоким уровнем техники и технологии разработки, но и с отсутствием объективных предпосылок для коренного изменения такого подхода к разработке. Нефтяная промышленность была сосредоточена в основном в южных районах страны, для которых характерно многообразие природных режимов залежей. Многим залежам вследствие их небольших размеров и благоприятных геологических условий свойственны высокоэффективные природные режимы. В связи с относительно небольшой глубиной залежей скважины для их разработки можно было бурить по плотным сеткам. В результате в целом разработка месторождений по требованиям того времени была достаточно эффективной и при использовании природных видов энергии.

С середины 40-х гг. в результате открытия новых нефтегазоносных районов развитие нефтяной промышленности связывается в основном с освоением месторождений платформенного типа, которым свойственны большие размеры площадей нефтеносности, значительные глубины залегания основных продуктивных пластов и в большинстве случаев малоэффективный природный режим — упруговодонапорный, быстро переходящий в режим растворенного газа. Перенос основного внимания на месторождения платформенного типа послужил стимулом для бурного научно-технического прогресса в области технологии разработки нефтяных месторождений. Советские ученые и производственники в сравнительно короткий срок обосновали теоретически и доказали на практике необходимость и возможность применения принципиально новых систем разработки с искусственным вводом в продуктивные нефтяные пласты дополнительной энергии путем нагнетания в них воды. Широкое распространение метода заводнения началось в середине 40-х гг. Первоначально он был внедрен на новых нефтяных месторождениях Башкирии и Татарии — Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском, Бавлинском и др., затем был распространен во всех нефтедобывающих районах страны на новых месторождениях практически любых размеров, а также на уже разрабатываемых месторождениях с недостаточно эффективными природными режимами.

Применение заводнения позволило разрабатывать залежи нефти достаточно высокими темпами при значительно меньшем

количестве скважин, ускорять вывод эксплуатационных объектов на высокие уровни добычи и увеличивать в среднем вдвое нефтеотдачу по сравнению с разработкой при малоэффективных природных режимах.

В последние годы 85—90 % общего количества годовой добычи нефти в СССР получают на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения. Все больше используется метод заводнения и за рубежом.

Системы разработки с заводнением обеспечивают наибольший эффект при разработке залежей маловязкой нефти, приуроченных к продуктивным пластам с умеренной неоднородностью и повышенной проницаемостью. При разработке залежей с ухудшенной геологопромысловой характеристикой (повышенная вязкость пластовой нефти, пониженная проницаемость пород-коллекторов) с помощью заводнения также достигается повышение коэффициента извлечения нефти почти в 2 раза по сравнению с его величиной при разработке на природном режиме, но абсолютные значения этого коэффициента не во всех случаях достаточно высоки. В связи с широким диапазоном показателей геолого-физической характеристики залежей значения конечного коэффициента извлечения нефти при заводнении находятся в широких пределах — в основном от 0,3 до 0,6. В среднем по стране при заводнении пластов в недрах остается около половины содержащихся в них запасов нефти.

Следующим шагом научно-технического прогресса явился поиск процессов, обеспечивающих дальнейшее повышение эффективности разработки нефтяных залежей. В последние два-три десятилетия в наиболее развитых нефтедобывающих странах, в том числе и в нашей стране, научно-инженерная мысль упорно работает над созданием способов повышения эффективности заводнения, особенно для таких залежей, по которым ожидаемый коэффициент извлечения нефти недостаточно высок. Одновременно изыскиваются и проходят опробование, промышленные испытания и внедрение новые методы воздействия на нефтяные пласты, основывающиеся на принципиально иных физико-химических процессах вытеснения нефти из пород-коллекторов. Эти методы, обычно довольно сложные и дорогостоящие по сравнению с заводнением, предназначаются для залежей, по которым или нефтеотдача пластов при заводнении имеет наименьшие значения, или применение заводнения вообще нецелесообразно и невозможно.

Разработка газовых залежей с учетом высокой эффективности их природных режимов до настоящего времени проводится с использованием природной энергии без искусственного воздействия. В последний период в балансе месторождений и запасов УВ в стране все большую роль играют газоконденсатные месторождения. Теория и практика разработки таких месторождений показывают, что в условиях природных режимов может происходить снижение пластового давления до той кри-

тической точки, при которой происходят ретроградные явления в залежи и конденсат выделяется из газа в виде жидкости. Значительная часть жидкого конденсата при этом выпадает в порах пласта и впоследствии оказывается практически неизвлекаемой. В результате доля теряемого в пластах ценнейшего углеводородного продукта, каким является конденсат, может быть значительной. Поэтому поиски экономически целесообразных методов разработки газоконденсатных месторождений, предотвращающих потери конденсата в пласте,— одна из наиболее актуальных задач.

В основе выбора системы разработки месторождений УВ лежит геологопромысловое обоснование технологических решений:

1) о выделении эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении;

2) о необходимости применения метода искусственного воздействия на залежь или целесообразности разработки объекта с использованием природной энергии;

3) при необходимости — о методе воздействия и его оптимальной разновидности; о соответствующем взаимном размещении нагнетательных и добывающих скважин на площади;

4) о плотности сетки скважин;

5) о градиенте давления в эксплуатационном объекте;

6) о комплексе мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

По каждому из названных пунктов должны приниматься решения, наиболее полно отвечающие геологической характеристике эксплуатационного объекта. При этом по одним пунктам рекомендации могут быть даны однозначно уже по данным промыслово-геологических исследований, по другим — могут быть предложены две-три близкие рекомендации. На этой основе специалистами в области технологии разработки месторождений выполняются гидродинамические расчеты нескольких вариантов системы разработки. Варианты различаются сочетанием рекомендаций по пунктам, обоснованных по геологическим данным. Из них выбирают оптимальный вариант, соответствующий требованиям, предъявляемым к рациональной системе разработки. Выбор оптимального варианта выполняют на основе сравнения динамики годовых технологических и экономических показателей разработки рассмотренных вариантов.

Исследования по обобщению опыта разработки нефтяных месторождений при вытеснении нефти водой, выполненные в разные годы и в разных масштабах В. Г. Аванесовым, П. А. Думчевым, М. М. Ивановой, В. К. Гомзиковым, Р. Х. Муслимовым, В. С. Ковалевым, Е. И. Семиным, Э. М. Халимовым и др., свидетельствуют о том, что основное влияние на динамику технико-экономических показателей разработки оказывает геологопромысловая характеристика объектов. Вместе с тем применение системы разработки, соответствующей геоло-

го-физическим условиям, дает возможность в значительной мере сnivelировать неблагоприятные геологопромысловые особенности эксплуатационных объектов.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов и оптимальных вариантов систем разработки каждого из них базируется на сформированной к началу проектных работ геологической модели каждой из залежей и месторождения в целом. Геологическая модель представляет собой комплекс промыслово-геологических графических карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами залежей, а также словесное описание особенностей залежей.

Среди графических карт и схем обязательны: сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения; схемы детальной корреляции; структурные карты, отражающие тектоническое строение эксплуатационного объекта; карты поверхностей коллекторов объекта с нанесением начальных контуров нефтегазоносности; геологические профили по эксплуатационному объекту с отражением условий залегания нефти и газа; карты распространения коллекторов (для каждого пласта в отдельности); карты полной, эффективной, эффективной нефтенасыщенной и газонасыщенной мощности в целом по объекту и по отдельным пластам. При специфических особенностях залежи приводятся необходимые дополнительные карты и схемы (схема обоснования положения ВНК и ГВК, карты распространения коллекторов разных типов, карта температуры, карта коэффициента светопоглощения, карта проницаемости и др.).

Цифровыми данными характеризуются пористость, проницаемость, начальная нефте(газо)насыщенность пород-коллекторов; полная, эффективная, эффективная нефте(газо)насыщенная мощность; мощность проницаемых разделов между пластами; физико-химические свойства пластовых нефти, газа, конденсата, воды. При этом для каждого параметра указываются: число определений разными методами и число исследованных скважин; интервалы значений; оценка неоднородности на всех иерархических уровнях; среднее значение по объекту в целом и по его частям, изучаемым на мезо-, макро- и метауровнях.

К группе цифровых данных относятся также; статистические ряды распределения проницаемости; мета- и макронеоднородность пластов (соотношение объемов коллекторов разных типов, коэффициенты песчаности, расчлененности, прерывистости, слияния и др.); термобарические условия; результаты проведенных в лабораторных условиях физико-гидродинамических исследований вытеснения нефти (газа) агентами, использование которых предполагается при разработке объекта.

К важнейшим цифровым данным, характеризующим геологическую модель месторождения, относятся: балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата, ценных попутных

компонентов; размеры площади нефтеносности; ширина, длина и высота залежи; размеры частей залежи, изучаемых на метатуровне,— чисто нефтяной, водонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоводяной, газоводяной зон.

В числе кривых, характеризующих зависимости между параметрами, приводят кривые зависимости физических свойств нефти и газа от давления и температуры, характеристику фазовых проницаемостей, зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости.

В текстовой части геологической модели залежи описывается ее природный режим и на основе всех названных выше материалов излагаются основные геолого-физические особенности залежи, определяющие выбор технологических решений и системы разработки в целом, а также влияющие на ожидаемые показатели разработки.

§ 2. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В настоящее время при использовании природных видов энергии в СССР разрабатывают залежи нефти с эффективными природными режимами, для которых искусственное воздействие не требуется, а также залежи с особыми геологическими условиями, при которых методы воздействия не могут принести необходимых результатов или не могут быть освоены.

К числу нефтяных залежей с эффективными природными режимами относят залежи с водонапорным и активным упруговодонапорным режимами. Последний называют активным в случае, когда ресурсы его энергии достаточны для отбора из недр извлекаемых запасов нефти достаточно высокими темпами без снижения пластового давления ниже давления насыщения.

Наиболее распространенный метод воздействия — заводнение — не приносит нужных результатов при вязкости нефти в пластовых условиях более 30—40 мПа·с, поскольку при этом в пласте не создается устойчивого фронта вытеснения нефти водой: последняя быстро перемещается по тонким наиболее проницаемым прослоям пласта, оставляя невыработанным основной объем залежи. Заводнение не может быть освоено при низкой проницаемости пластов.

Как показано в § 4 настоящей главы, применение других методов воздействия на пласты, называемых новыми в отличие от хорошо освоенного метода заводнения, тоже имеет свои ограничения. Вследствие этого некоторые залежи разрабатываются на естественных режимах.

Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод. Систему применяют для нефтяных залежей пластового типа с природным водонапорным или активным

упруговодонапорным режимом. Она предусматривает разбуривание залежи добывающими скважинами с расположением их в основном в чисто нефтяной части залежи замкнутыми («кольцевыми») рядами, параллельными внутреннему контуру нефтеносности. По возможности соблюдается шахматный порядок расположения скважин (рис. 70). Для продления безводного периода эксплуатации скважин расстояния между рядами скважин могут устанавливаться несколько большими, чем между скважинами в рядах. С этой же целью в скважинах внешнего ряда нижнюю часть нефтенасыщенной мощности пласта обычно не перфорируют. В скважинах внутренних рядов нефтенасыщенный пласт перфорируют по всей мощности.

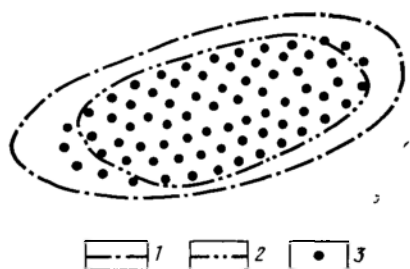


Рис. 70. Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод.

Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — добывающие скважины

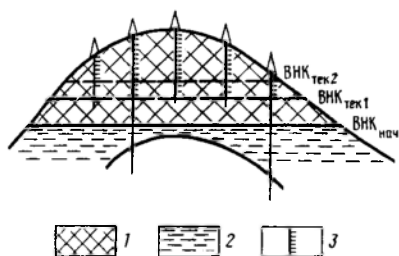


Рис. 71. Разновидность системы разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод. 1 — нефть; 2 — вода; 3 — интервал перфорации; положение ВНК: ВНК_{нач} — начальное, ВНК_{тек} — текущее

Рассмотренные размещения скважин и их перфорация наилучшим образом отвечают процессу внедрения в залежь краевых вод, восполняющих отбор жидкости из нее. Из водонефтяной зоны нефть вытесняется водой к скважинам. В процессе разработки происходит «стягивание» контуров нефтеносности, размеры залежи уменьшаются. Соответственно постепенно обводняются и выводятся из эксплуатации скважины внешнего кольца, затем, через определенные этапы, — скважины последующих рядов.

Система разработки с использованием напора подошвенных вод. Систему применяют для нефтяных залежей массивного типа (обычно на всей или почти на всей площади залежи подстилаются водой), которые обладают водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. При разработке таких залежей вытеснение нефти водой сопровождается повсеместным подъемом ВНК, т. е. последовательно обводняются интервалы залежи, расположенные примерно на одних гипсометрических отметках; размеры залежи уменьшаются. Размещение скважин на площади залежи и подход к перфорации продук-

тивной части разреза зависят от высоты и других параметров залежи. При высоте залежи, измеряемой десятками метров, скважины располагают равномерно и пласт в них перфорируют от кровли до некоторой условно принятой границы, отстоящей от ВНК на несколько метров (рис. 71). При высоте залежи, составляющей 200—300 м и более (что свойственно некоторым массивным залежам в карбонатных коллекторах), предпочтительнее располагать скважины по сетке, сгущающейся к центру залежи, выдерживая принцип равенства запасов нефти, приходящихся на одну скважину. При этом подход к вскрытию продуктивной части разреза в скважинах зависит от фильтрационной характеристики залежи. При низкой вязкости нефти — до 1—2 мПа·с, высокой проницаемости и относительно однородном строении продуктивной толщи возможно вскрытие в скважинах верхней части нефтенасыщенной мощности, поскольку в таких условиях нефть из нижней части может быть вытеснена к вскрытым интервалам. При низкой вязкости нефти и неоднородном строении пород-коллекторов или при повышенной вязкости нефти может быть реализовано последовательное вскрытие нефтенасыщенной мощности.

Система разработки с использованием энергии выделяющегося из нефти газа. Система применяется при режиме растворенного газа и предусматривает разбуривание эксплуатационного объекта обычно по равномерной сетке с перфорацией во всех скважинах всей нефтенасыщенной мощности.

Система разработки с совместным использованием напора пластовых вод и газа газовой шапки. Система разработки нефтяной части газонефтяной залежи предусматривает использование смешанного режима залежи и вытеснение нефти контурной водой и газом газовой шапки. При этой системе скважины располагают по равномерной сетке и перфорируют в них лишь часть нефтенасыщенной мощности со значительным отступлением от контактов.

Поскольку вода обладает лучшей отмывающей способностью по сравнению с газом, систему предпочтительнее применять для залежей с относительно небольшими газовыми шапками. Результаты проведенных во ВНИИнефти под руководством А. В. Афанасьевой расчетов влияния воды и газа на процесс вытеснения нефти при разном соотношении объемов нефтяной и газовой частей залежи (V_n/V_r) и при равных других условиях приведены в табл. 11.

При значительном объеме нефтяной части залежи по сравнению с газовой шапкой более эффективное действие напора вод и уменьшение влияния газовой шапки проявляются при больших углах падения пластов и значительной высоте нефтяной части залежи, высоком пластовом давлении, повышенных значениях проницаемости и гидропроводности пород-коллекторов. В рассматриваемых условиях разработка залежи в значительной мере усложняется вследствие образования конусов

газа и воды. Это необходимо учитывать при обосновании интервалов перфорации и дебитов скважин.

Система с использованием напора пластовых вод при неподвижном ГНК. Система предусматривает обеспечение отбора нефти из нефтегазовой залежи (с потенциально смешанным природным режимом) только за счет внедрения пластовых вод при неизменном объеме газовой шапки. Стабилизация

Таблица 11. Доли нефти, %, добываемой за счет внедрения воды Q_B и газа Q_G

V_H/V_G	Q_B	Q_G
3/1	74,3	15,5
1/3	51,2	38,5
1/7	33,5	56,5

ГНК в начальном его положении обеспечивается регулированием давления в газовой шапке путем отбора из нее через специальные скважины строго обоснованных объемов газа, соответствующих темпам снижения давления в нефтяной части залежи. При такой системе разработки интервал перфорации в скважинах может быть расположен несколько ближе к ГНК по сравнению с его положением при совместном использовании напора вод и газа. Однако и здесь при выборе интервала перфорации следует учитывать возможность образования конусов газа и воды и необходимость продления периода безводной эксплуатации скважин в условиях подъема ВНК. Методы обоснования оптимальных интервалов перфорации при разработке нефтяной части газонефтяных залежей рассмотрены в главе XVI.

Система разработки с нейтрализацией действия энергии газовой шапки успешно применяется при большой высоте нефтяной части залежи, низкой вязкости нефти, высокой проницаемости пласта, наличии в разрезе пласта непроницаемых прослоев, увеличивающих его анизотропию. Подобная система реализована при разработке газонефтяных залежей горизонта IV Анастасиевско-Троицкого месторождения в Краснодарском крае, бобриковского горизонта Коробковского месторождения в Волгоградской области и др.

§ 3. МЕТОД ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Применение метода заводнения для разработки нефтяных и газонефтяных эксплуатационных объектов с различными характеристиками привело к необходимости создания разновид-

ностей метода (рис. 72), каждая из которых наиболее целесообразна в определенных геологических условиях.

Внедрение метода заводнения началось с применения законтурного заводнения, при котором вода нагнетается в скважины, расположенные в водоносной части пласта, вдали от внешнего контура нефтеносности. Однако уже вскоре было обнаружено, что законтурное заводнение эффективно не во всех случаях и что оно не обеспечивает нужной степени воздействия на залежи с большой площадью нефтеносности и на залежи с существенно неоднородным строением пластов.

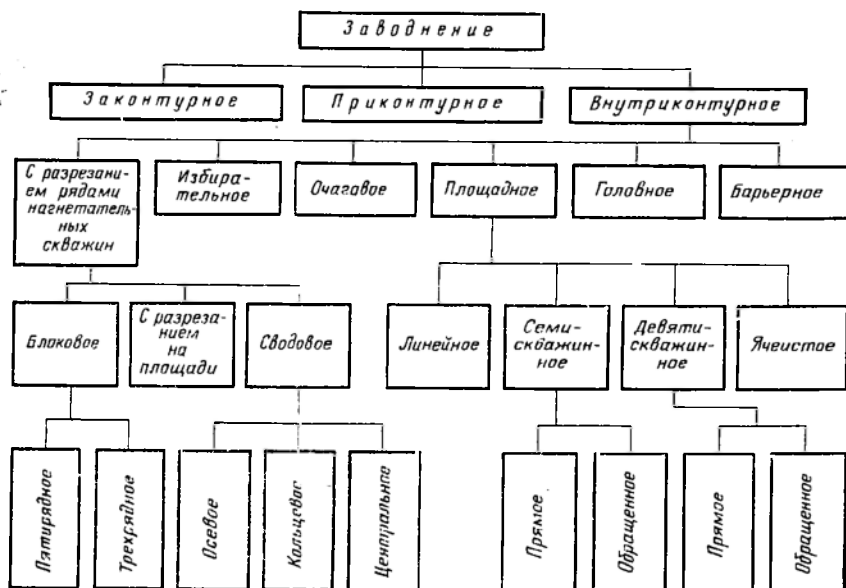


Рис. 72. Разновидности метода заводнения нефтяных объектов разработки

Следующим шагом в развитии метода заводнения был переход на ряде залежей к приконтурному заводнению, когда вода нагнетается в скважины, расположенные в периферийной приконтурной зоне залежи. Приближение таким образом искусственного контура питания к зоне отбора повышало возможности метода заводнения.

В начале 50-х гг. на Ромашкинском месторождении впервые в мире была применена новая система разработки с внутриконтурным заводнением, с разрезанием многопластового объекта (пласты горизонта D_1) рядами нагнетательных скважин на площади, разрабатываемые по самостоятельным проектам разработки. Это положило начало широкому развитию разновидностей внутриконтурного заводнения, при котором вода нагнетается в пласт через скважины, располагаемые

непосредственно на площади нефтяной залежи. Был разработан целый арсенал различных видов внутриконтурного заводнения и определены геологопромысловые условия, в которых они наиболее применимы.

Поскольку метод заводнения еще долгое время будет оставаться основным методом разработки нефтяных залежей, вопросы геологического обоснования выбора видов заводнения и других технологических решений при использовании этого метода более подробно изложены в главе X.

§ 4. НОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Новыми методами разработки в настоящее время принято называть все методы воздействия на пласт, отличающиеся от широко применяемого метода заводнения. Новые методы необходимы для разработки залежей нефти, на которых заводнение не может быть применено вообще, и для эксплуатационных объектов, на которых традиционное заводнение не обеспечивает высоких коэффициентов извлечения нефти. Таким образом, применение новых методов предусматривает увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их величиной при использовании природного режима залежей и заводнения. Поэтому часто все новые методы разработки называют методами увеличения коэффициентов извлечения нефти.

Физико-химические основы новых методов, технология их применения и сопутствующие им процессы вытеснения нефти из пластов-коллекторов подробно описываются в курсе «Разработка нефтяных и газовых месторождений». В настоящем учебнике внимание концентрируется на геологических критериях выбора залежей для применения наиболее известных новых методов воздействия на пласты.

Новые методы разработки (повышения коэффициентов извлечения нефти) по виду применяемого процесса можно подразделять на следующие группы¹:

физико-химические методы — вытеснение нефти водными растворами химических реагентов (полимеров, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей), мицеллярными растворами и др.;

теплофизические методы — нагнетание в пласты теплоносителей — горячей воды или пара;

термохимические методы — применение процессов внутрипластового горения нефти — «сухого», влажного или сверхвлажного, в том числе с участием щелочей, оксидата и др.;

методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами — растворителями, углеводородными газами под высоким давлением.

¹ В литературе приводится группирование новых методов и по другим принципам.

В отличие от заводнения каждый из новых методов может быть эффективно применен лишь в определенных геолого-физических условиях. Поэтому при внедрении того или иного нового метода важно выбрать соответствующие эксплуатационные объекты. Испытание методов в промысловых условиях показывает, что оценка эффективности новых методов по данным лабораторных и теоретических исследований нередко бывает завышенной. Поэтому при выборе объектов наряду с экспериментальными данными необходимо учитывать результаты широкого испытания методов в различных геологопромысловых условиях. В настоящее время объем таких испытаний еще недостаточен. Поэтому приводимые ниже рекомендации по применению различных новых методов следует принимать в качестве предварительных. Эффективность рекомендуемых методов и реагентов также требует дополнительной проверки.

При обосновании применения новых методов следует учитывать, что многие из них дорогостоящие, требуют использования дефицитных реагентов или сложного оборудования. Поэтому при их проектировании и внедрении особое внимание следует уделять вопросам экономики.

Заводнение с использованием химических реагентов. Эта группа новых методов основана на нагнетании в продуктивные пласты водных растворов химических веществ с концентрацией 0,02—0,2 %. Растворы нагнетаются в объеме 10—30 % от общего объема пустот залежи для создания оторочки, вытесняющей нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания в пласт обычной воды, называемой в этом случае рабочим агентом. Методы могут применяться при тех же плотностях сеток скважин, что и обычное заводнение. С их помощью может быть существенно расширен диапазон значений вязкости пластовой нефти (вплоть до 50—60 мПа·с), при котором возможно применение методов воздействия, основанных на заводнении. Применение методов в начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их величиной при обычном заводнении на 3—10 %. Ниже кратко рассматриваются наиболее известные методы.

Вытеснение нефти водными растворами полимеров. Наиболее приемлемым для этого процесса считается раствор полиакриламида (ПАА) известкового способа нейтрализации. Добавка ПАА к нагнетаемой воде повышает ее вязкость и, следовательно, уменьшает относительную вязкость пластовой нефти: $\mu_o = \mu_n / \mu_v$. Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствуя улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объема залежи в разработку.

Метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти — 10—50 мПа·с. Учитывая возможность снижения приемистости нагнетательных скважин вследствие повы-

шенной вязкости раствора и соответственно низких темпов разработки залежей, метод целесообразно применять при значительной проницаемости пород-коллекторов — более $0,1 \text{ мкм}^2$. Благоприятны залежи с относительно однородным строением продуктивных пластов, преимущественно порового типа.

При фильтрации раствора в пористой среде пород происходит адсорбция полимера на стенках пустот. Интенсивность этого процесса особенно ощутима при движении в пласте первой порции раствора, при значительной обводненности пластов минерализованной водой в результате предшествующей разработки, при высокой глинистости пород-коллекторов. Так как адсорбция может воздействовать на эффективность процесса вытеснения одновременно в двух противоположных направлениях, то по каждому объекту она должна быть предметом специальных исследований. Вместе с тем считают, что наиболее эффективно метод может быть применен на новых залежах (с низкой водонасыщенностью пластов) при низкой глинистости коллекторов (не более 8—10 %). Вследствие потери полимера при высокой температуре способности загущать воду метод целесообразно применять при температуре пластов не выше $70\text{—}90^\circ\text{C}^*$. Допустимая глубина залегания продуктивных отложений определяется потерями давления на трение вязкой жидкости в нагнетательных скважинах и величиной геотермического градиента.

Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ ПАВ. Наиболее применимыми считаются растворы неионогенных ПАВ типа ОП-10. Судя по эксплуатационным данным, добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшается краевой угол смачивания и т. д. Метод рекомендуется для залежей с водонасыщенностью пласта не более 15 % (с учетом способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы), при вязкости пластовой нефти $5\text{—}30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, проницаемости пласта выше $0,03\text{—}0,04 \text{ мкм}^2$, температуре пласта до 70°C . Следует отметить, что по мере накопления материалов о проведении опытно-промышленных работ в разных геологопромысловых условиях представления об эффективности метода становятся менее оптимистичными. В настоящее время возможный прирост коэффициента извлечения нефти от применения метода оценивают примерно в 3—5 %.

Вытеснение нефти мицеллярными растворами. При этом методе в качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают мицеллярный раствор (в объеме около 10 %

* В разных литературных источниках указываются различные предельные значения температуры.

от пустотного пространства залежи), узкую оторочку которого перемещают широкой оторочкой буферной жидкости — раствора полимера, а последнюю — рабочим агентом — водой. Состав мицеллярного раствора: легкая углеводородная жидкость, пресная вода, поверхностно-активные вещества, стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул воды и УВ. Метод предусматривает достижение близких значений вязкости пластовой нефти, мицеллярного раствора и буферной жидкости. Механизм процесса находится в стадии изучения.

Метод предназначенся в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Для применения известных мицеллярных растворов рекомендуется выбирать залежи нефти в терригенных коллекторах порового типа (нетрещиноватых), относительно однородных, не содержащих карбонатного цемента. Эти требования обусловлены тем, что при перемещении раствора по резко неоднородному коллектору и при контакте его с карбонатами может нарушаться его структура. Средняя проницаемость пластов желательна более $0,1 \text{ мкм}^2$. Остаточная нефтенасыщенность пласта технологически не ограничивает применения метода, но вследствие большой стоимости работ по созданию оторочки экономически целесообразно, чтобы она была более 25—30 %. Рекомендуемая вязкость пластовой нефти от 3 до 20 мПа·с, поскольку при более высокой вязкости требуется и большая вязкость раствора и буферной жидкости, что обуславливает технологические трудности в подготовке и нагнетании растворов. В связи с неблагоприятным влиянием солей на структуру раствора метод целесообразно применять для эксплуатационных объектов, разрабатываемых с внутриконтурным нагнетанием пресной воды. Температура пластов не должна превышать 70—90 °С. Допустимая глубина залегания пластов определяется теми же факторами, что и при вытеснении нефти растворами ПАА.

Теплофизические методы. Применение этих методов основано на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют пар или горячую воду.

Вытеснение нефти паром. Метод рекомендуется для разработки залежей высоковязких нефтей — более 40—50 мПа·с, для которых метод заводнения не пригоден. В СССР теоретически обоснован и получил наибольшее признание процесс паротеплового воздействия в сочетании с заводнением, при котором путем нагнетания пара в пласт в нем создается высокотемпературная оторочка в объеме 20—30 % к общему объему пустотного пространства залежи, которая перемещается закачиваемой в пласт водой. Применение метода позволяет достигать высокой величины коэффициента извлечения нефти — 0,4—0,6, иногда более.

Высокая эффективность метода обеспечивается благодаря снижению вязкости пластовой нефти, дистилляции нефти

в зоне пара, гидрофилизации породы-коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок пор смол и асфальтенов и другим явлениям.

Выбор залежей с благоприятной для применения метода геологопромысловой характеристикой основывается главным образом на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла при перемещении пара по скважине и затем по пласту. Глубина залегания пласта ограничивается примерно 1000 м во избежание чрезмерно высоких потерь тепла в породе через ствол нагнетательной скважины. Рекомендуемая нефтенасыщенная мощность — 10—40 м. При меньшей мощности резко возрастают потери тепла в породе, покрывающие и подстилающие продуктивный пласт. При чрезмерно большой мощности горизонта во избежание низкого охвата воздействием по вертикали возможно его расчленение на объекты. Благоприятны высокие коллекторские свойства пород (коэффициент пористости более 0,2 %, проницаемость более 0,5 мкм²), поскольку при этом сокращаются потери тепла на нагревание собственно пород продуктивного пласта. Процесс наиболее эффективен при разработке залежей с высокой начальной нефтенасыщенностью, так как при этом потери тепла на нагрев содержащейся в пласте воды минимальны.

Следует учитывать, что нагнетание пара при неустойчивости пород-коллекторов к разрушению может вызвать усиление выноса породы в добывающие скважины, а также разбухание глин в пласте, приводящее к уменьшению размера пор и к соответствующему снижению проницаемости. Поэтому целесообразно выбирать объекты с пластами, не подверженными разрушению и с малой глинистостью — не более 10 %. Более благоприятны для процесса мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее благоприятны — полимиктовые с обломками глинистых пород.

Применение метода эффективно при условии расстояний между скважинами не более 200—300 м.

Вытеснение нефти горячей водой. Этот метод может применяться для разработки нефтяных залежей высоковязких нефтей с целью повышения коэффициента извлечения нефти из залежей высокопарафинистых нефтей для предотвращения выпадения парафина в пласте. Повышение коэффициента извлечения нефти обуславливается теми же факторами, что и при нагнетании пара. Однако рассматриваемый процесс менее эффективен, поскольку он обеспечивает воздействие на пласт меньшей, чем при нагнетании пара, температуры и для прогрева пласта, вследствие значительного отставания фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти, требуется закачивать в пласт большие объемы горячей воды (в 3—4 раза превышающие объем пустот продуктивного пласта).

Метод применяется для залежей, по которым даже незначительное снижение температуры в процессе разработки мо-

жет приводить к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для предотвращения этого следует нагнетать воду с температурой, превышающей пластовую на величину ее потерь по пути к забою скважины.

Так же, как и при нагнетании пара, выбор объектов для воздействия горячей водой в основном лимитируется величиной теплотеря в скважине и в пласте.

Термохимические методы. Методы основаны на способности пластовой нефти вступать в реакции с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающиеся выделением большого количества тепла (внутрипластовым «горением»). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя и перемещения зоны (фронта) горения по пласту при последующем нагнетании воздуха. Для разработки нефтяных залежей могут быть применены следующие методы:

прямоточное «сухое» горение, когда на забое воздухом нагнетательной скважины производится поджог нефти и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом в направлении к добывающим скважинам;

прямоточное влажное или сверхвлажное горение, при котором в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. Это обеспечивает образование впереди фронта горения оторочки горячей воды, т. е. перенос тепла в зону впереди фронта горения, и способствует увеличению коэффициента извлечения нефти при значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Второй процесс более эффективен, так как реализуются те же факторы улучшения механизма вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, и, кроме того, дополнительные факторы, свойственные этому процессу (вытеснение нефти водогазовыми смесями, образующимся углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.). Учитывая рост давления нагнетания воздуха с увеличением глубины залегания пластов и необходимость применения компрессоров высокого давления, следует выбирать залежи, расположенные на глубинах не более 1500—2000 м. Методы могут быть рекомендованы для залежей с вязкостью пластовой нефти от 10 до 1000 мПа·с и более. Такие нефти содержат достаточное количество тяжелых фракций нефти, служащих в процессе горения топливом (коксом). Исходя из технологической возможности и экономической целесообразности процесса, рекомендуется применять его при проницаемости пород более 0,1 мкм² и нефтенасыщенности более 30—35%. Мощность пласта должна быть более 3—4 м. Рекомендации по верхнему пределу мощности в литературе неоднозначны. Среди других имеются указания на то, что при лучшей проницаемости средней части эксплуатационного объекта нефтенасыщенная мощность может достигать

70—80 м и более. При этом процесс горения, протекающий в средней части объекта, может обеспечивать прогрев и его менее проницаемых верхней и нижней частей.

Процесс сухого горения в связи с высокой температурой горения — 700 °С и выше — более применим для терригенных коллекторов, поскольку карбонатные коллекторы при высокой температуре подвержены разрушению. При влажном и особенно сверхвлажном процессах горение протекает при меньшей температуре — соответственно 400—500 и 200—300 °С, поэтому они применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов.

Процесс сухого горения эффективен при таких же плотных сетках скважин, что и теплофизические методы. При реализации влажного горения в связи со значительными размерами зоны прогрева впереди фронта горения возможно применение сеток скважин плотностью до 16—20 га/скв.

Методы смешивающегося вытеснения. К этой группе новых методов относят вытеснение нефти смешивающимися с нею агентами — двуокисью углерода CO_2 , сжиженными нефтяными газами (преимущественно пропаном), обогащенным газом (метаном со значительным количеством $\text{C}_2\text{—C}_6$), сухим газом высокого давления (в основном метаном). Каждый из методов эффективен при определенных компонентных составах и фазовых состояниях нефти и давлении, при котором может происходить процесс смешивания. С учетом последнего вытеснение нефти сухим газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением более 20 МПа, вытеснение обогащенным газом — 10—20 МПа, сжиженным газом и двуокисью углерода — 8—14 МПа. Следовательно, эти методы целесообразно применять для залежей с большими глубинами залегания пластов — более 1000—1200 м. Благоприятны также низкая вязкость пластовой нефти — менее 5 мПа·с и относительно небольшая мощность пластов — до 10—15 м. В принципе методы могут использоваться при различной проницаемости пластов, но практически их целесообразно применять при низкой проницаемости, когда не удастся реализовать более дешевый метод — заводнение.

Температура пласта имеет ограничение лишь при вытеснении нефти сжиженным пропаном — не более 96—97 °С, так как при большей температуре он переходит в газообразное состояние. Применение других методов температурой не лимитируется.

Методы вытеснения нефти газом высокого давления и обогащенным газом рекомендуются для пластов с высокой нефтенасыщенностью — более 60—70 %. Методы вытеснения сжиженными газами и углекислым газом могут быть достаточно эффективными и при меньшей ее величине (35—40 %), что позволяет использовать их после значительного обводнения пластов в результате применения заводнения.

§ 5. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ВЛИЯНИЕ НА НЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Системы и процессы разработки газовых и газоконденсатных залежей имеют ряд особенностей.

В отличие от нефтяных газовые залежи разрабатываются без воздействия на пласты с использованием природной энергии. В связи с этим отбор газа из залежей на протяжении всего периода разработки обычно сопровождается снижением среднего пластового давления — более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными при упруговодонапорном.

Снижение пластового давления в разрабатываемых газовых залежах в процессе их разработки приводит к важным последствиям.

При взаимодействии залежей с законтурной областью снижение пластового давления в залежах, особенно в крупных, оказывает влияние на состояние пластового давления во всей водонапорной системе, к которой они приурочены. В результате расположенные вблизи разрабатываемых новые залежи к началу их освоения могут иметь пластовое давление, пониженное по сравнению с начальным давлением в водонапорной системе. В разновозрастных отложениях может также наблюдаться взаимодействие разрабатываемых залежей, выражающееся в заметном несоответствии скорости снижения пластового давления темпам отбора газа.

Одно из важных последствий падения пластового давления — постепенное снижение дебита скважин в процессе разработки. В отличие от нефтяных скважин снижение дебита газовых скважин при падении давления происходит даже при сохранении постоянной депрессии на забое скважины. Это обусловлено нарушением линейного закона фильтрации вследствие весьма высоких скоростей движения газа в прискважинной зоне.

При снижении пластового и забойного давлений возрастает величина превышения над ними геостатического давления, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в призабойных зонах скважин. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород и происходит некоторое снижение дебита скважин.

При сниженном пластовом давлении во избежание поглощений промывочной жидкости и других осложнений часто бывает необходимо изменить технологию вскрытия продуктивных пластов в бурящихся скважинах.

Одна из важных особенностей газовых залежей обусловлена тем, что вследствие высокой подвижности газа даже при больших размерах залежей каждая из них представляет собою единую газодинамическую систему, все части которой

в процессе разработки взаимодействуют. Это создает предпосылки для управления процессом разработки путем изменения отборов газа из различных частей залежи с целью перераспределения пластового давления в ее пределах и возможно большего замедления темпов его снижения в зонах наибольшего отбора.

Другая особенность разработки газовых залежей, также обусловленная высокой подвижностью пластового газа, — высокие дебиты скважин, примерно на два порядка превышающие дебиты нефтяных скважин при одинаковых коллекторских свойствах пластов. Это позволяет обеспечивать достаточно высокие темпы разработки относительно небольшим количеством скважин, т. е. при намного меньшей плотности сеток скважин, чем для нефтяных залежей.

Как отмечалось, по мере снижения пластового и забойного давлений дебит газовых скважин уменьшается. Для большей продолжительности периода сохранения достигнутого максимального уровня добычи газа по мере снижения дебита скважин бурят и вводят в эксплуатацию дополнительные скважины. В результате фонд действующих скважин постепенно возрастает. Но и при этом средняя плотность сетки скважин остается намного меньшей, чем при разработке нефтяных залежей. После отбора 60—70 % извлекаемых запасов газа бурение скважин обычно прекращают.

По-разному решается вопрос об эксплуатации обводняющихся скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений. Нефтяные скважины после появления в них воды продолжительное время эксплуатируются в условиях нарастающей обводненности и выводятся из работы по достижении высокого содержания воды в добываемой продукции, вплоть до 95—99 %. В результате из обводняющихся скважин отбираются большие объемы попутной воды. При разработке газовых залежей в условиях водонапорного режима, обуславливающего внедрение воды в залежь и появление ее в скважинах, последние выводятся из эксплуатации после относительно небольших отборов воды, с восполнением при необходимости действующего фонда скважин путем бурения дополнительных скважин. Это связано с особенностями промышленного обустройства газовых месторождений, которое по технологическим и экономическим соображениям обычно не рассчитывается на сбор и подготовку газа со значительным содержанием воды.

Свои особенности имеет разработка газоконденсатных залежей. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации. В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно начинаются фазовые переходы — часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в пустотах породы и остается в недрах, что обуславливает его по-

тери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Конденсат — ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата, весьма актуальна проблема применения систем разработки, обеспечивающих поддержание пластового давления выше давления начала конденсации. В настоящее время считают возможным применение для этой цели методов нагнетания в пласт сухого газа или воды.

Более приемлем первый метод, при котором в пласт нагнетается освобожденный от конденсата газ, добываемый из той же залежи, в полном его объеме или частично в зависимости от того, сколько нужно газа для поддержания пластового давления на заданном уровне. Такой технологический прием называют сайклинг-процессом. Закачку сухого газа в пласт необходимо проводить до тех пор, пока содержание конденсата в добываемом газе не снизится до минимально допустимого с экономической точки зрения. После этого нагнетание газа должно быть прекращено, нагнетательные скважины переведены в фонд добывающих и залежь должна разрабатываться как обычная газовая. Внедрение этого процесса сдерживается тем, что значительная часть сухого газа продолжительное время не будет использоваться в народном хозяйстве, а также техническими сложностями реализации процесса.

В этом отношении имеет преимущество метод заводнения, который может быть освоен в самом начале разработки залежи. Добываемый при этом сухой газ может в полном объеме использоваться в народном хозяйстве. Вместе с тем применение заводнения связано со своими издержками. Главная из них — возможное сокращение сроков эксплуатации скважин в связи с их обводнением в результате перемещения воды по наиболее проницаемым прослоям. Вывод из эксплуатации обводняющегося фонда скважин в условиях обеспечиваемого заводнением высокого пластового давления в залежи может приводить к снижению эффективности процесса разработки и оставлению в недрах существенной доли запасов газа и конденсата. Метод заводнения также еще не нашел широкого применения при разработке газоконденсатных залежей.

Важная особенность проектирования разработки газовых и газоконденсатных залежей с малым содержанием конденсата при природных режимах заключается в том, что общее проектное количество добывающих скважин определяется исходя из необходимости обеспечения возможно более продолжительного периода эксплуатации с максимальным уровнем добычи газа. Проблема достижения проектного коэффициента извлечения газа решается параллельно этим же количеством скважин. С началом падения добычи газа из залежи бурение скважин обычно прекращают. На нефтяных же залежах значительная часть проектных скважин предназначена главным образом для

достижения проектного коэффициента извлечения нефти. Бурение таких скважин на участках, где выявлены целики нефти, осуществляется практически до конца разработки залежи.

Строение газовых залежей по сравнению с нефтяными в конечном счете освещается значительно меньшим количеством скважин. В связи с этим при изучении геологического строения залежей и запасов газа особенно важно использовать все возможные косвенные методы — гидродинамические, материального баланса¹ и др.

На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки большое влияние оказывает их геологопромысловая характеристика.

Так, характер природного режима во многом влияет на темпы падения пластового давления при разработке и, следовательно, на характер снижения дебита скважин. В свою очередь, это определяет масштабы и сроки бурения дополнительных скважин, необходимых для возможно более продолжительного сохранения максимального уровня добычи газа, технологию эксплуатации скважин и сроки обустройства месторождения. При прочих равных условиях в случае водонапорного режима пластовое давление снижается медленнее, чем в случае газового режима, с повышением активности краевой области падение давления замедляется. Вместе с тем действие водонапорного режима приводит и к неблагоприятным последствиям. При неоднородности коллекторских свойств газоносных пород по площади и разрезу, а также неравномерности дренирования залежи в разных частях ее объема происходит ускоренное продвижение воды по высокопроницаемым прослоям разреза. Это может стать причиной преждевременного обводнения скважин, расположенных в пределах текущего внешнего контура газоносности.

Следует отметить, что по сравнению с нефтяными залежами в газовых существуют условия для более неравномерного перемещения воды. Это связано с тем, что кондиционные пределы проницаемости пород для газа значительно ниже, чем для нефти и воды, и поэтому объективно повышается неоднородность пластов за счет включения в эффективный объем залежи пород, непроницаемых для нефти и воды. В результате создаются условия для весьма неравномерного внедрения воды в газовые залежи по проницаемым для нее прослоям. В рассматриваемых условиях особо важное значение приобретает регулирование отборов газа по мощности продуктивных отложений с целью максимально возможного выравнивания скорости внедрения воды. Необходимо выполнение большого объема работ в скважинах по изоляции (выключению из работы) об-

¹ Метод излагается в курсе «Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа».

водненных интервалов. Вместе с тем, как показывает опыт разработки, даже при высокой организации работ по управлению процессом разработки неравномерное перемещение воды, обусловленное неоднородностью пород, приводит к увеличению потерь газа в недрах.

В связи с разной степенью неоднородности продуктивных горизонтов величина коэффициента извлечения газа при водонапорном режиме колеблется в довольно широком диапазоне. На залежах с умеренной неоднородностью коллекторских свойств может достигаться наиболее высокая величина коэффициента извлечения газа, близкая к таковой при газовом режиме. При высокой геологической неоднородности конечный коэффициент извлечения газа остается намного меньшим.

Характер природного режима залежи и строение продуктивной части отложений следует учитывать при размещении добывающих скважин по ее площади.

В условиях газового режима при умеренной неоднородности коллекторских свойств предпочтительнее равномерное размещение скважин на всей площади залежи. При неоднородном строении пластов, выражающемся в наличии в пределах залежи зон с высокой продуктивностью, целесообразно размещение скважин именно в этих зонах, т. е. неравномерное по площади. Если коллекторские свойства улучшаются в направлении к сводовой части залежи, размещать скважины целесообразно главным образом в наиболее повышенной части структуры. Промышленная апробация размещения скважин в центральных частях крупных месторождений показала высокую эффективность этого мероприятия.

При размещении скважин на газовой залежи с водонапорным режимом следует исходить из соображений обеспечения возможно более равномерного внедрения краевой воды в залежь. Поэтому задача размещения скважин должна решаться в сочетании с задачей вовлечения в процесс дренирования всей газонасыщенной мощности пород в скважинах. Выполнение этого условия в большей степени обеспечивает равномерная сетка размещения скважин, при которой уменьшается возможность образования неизвлекаемых целиков газа, образующихся вследствие неоднородного строения пластов в тупиковых зонах.

Геологическое строение залежей оказывает влияние на решение вопроса о выделении эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельными сериями скважин¹. Залежи массивного строения, представляющие собой четко выраженные единые гидродинамические системы, даже в случае большой мощности продуктивных отложений, достигающей нескольких сот метров, при газовом режиме можно разрабатывать одной серией скважин, т. е. как единый эксплуатационный объект.

¹ Вопросы выделения эксплуатационных объектов по нефтяным залежам при заводнении пластов освещены в главе X.

При пластовом строении залежей в условиях затрудненной сообщаемости пластов и большой суммарной газонасыщенной мощности как при газовом, так и при водонапорном режиме целесообразнее выделять два-три объекта разработки и более. Такое решение обеспечивает большие возможности управления разработкой каждого из объектов. При сходности коллекторских свойств пород в условиях пластового строения залежи и относительно небольшой суммарной мощности пластов по экономическим соображениям может оказаться целесообразным и объединение всех пластов в один эксплуатационный объект. Возможен и такой вариант разбуривания, когда первую очередь скважин, необходимых для опытно-промышленной эксплуатации, бурят со вскрытием всех пластов, а в последующих уплотняющих скважинах пласты вскрываются выборочно.

Значительное влияние на системы разработки и обустройства газовых месторождений оказывает глубина залежей. При инфильтрационной природе пластового давления (а именно в этих условиях наиболее вероятно проявление активного водонапорного режима) глубина залегания продуктивного пласта определяет величину начального давления. Последнее же влияет на начальные дебиты скважин и на динамику добычи газа из залежи.

При разработке газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления влияние геологических факторов на выбор системы и на показатели разработки еще более увеличивается. Обоснование расположения нагнетательных и добывающих скважин и эффективность процесса воздействия на газоконденсатную залежь во многом будут определяться теми же геологическими факторами, что и при нагнетании воды в нефтяную залежь, — размером залежи, ее тектоническим строением, коллекторскими свойствами пород, характером и степенью макро- и микронеоднородности и др.

При закачке в пласт сухого газа при обосновании системы размещения нагнетательных и добывающих скважин следует учитывать наличие или отсутствие связи залежи с законтурной областью, размеры залежи, углы падения пород. При небольших размерах залежи, значительных углах падения пород и отсутствии взаимодействия залежи с законтурной областью (залежь литологического типа с наличием вторичного «запечатывающего» слоя у ее основания) предпочтение может быть отдано варианту с размещением нагнетательных скважин во внутренней части залежи, а добывающих — во внешней. Этот вариант имеет следующие преимущества: направленность вытеснения более плотного пластового газа менее плотным сухим сверху вниз, что обеспечивает высокую эффективность процесса: отсутствие геологических предпосылок для оттеснения части пластового газа за пределы залежи; возможность перевода нагнетательных скважин в фонд добывающих после завершения сайклинг-процесса.

При хорошей связи залежей с водонапорной системой, особенно при пологом залегании пластов, большими преимуществами обладает вариант с размещением нагнетательных скважин в периферийной части залежи, а добывающих — во внутренней. В указанных геологических условиях применение такой системы разработки обеспечивает условия для продолжительной безводной эксплуатации добывающих скважин, располагаемых вдали от контура газоносности. Повышение пластового давления в зоне расположения нагнетательных скважин резко снижает возможность внедрения в залежь контурной воды. Большая площадь газоносности служит благоприятной предпосылкой для равномерного размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади, т. е. для системы, подобной площадной, применяемой при разработке нефтяных залежей, но при больших расстояниях между скважинами.

С применением заводнения газоконденсатные залежи могут разрабатываться при высокой проницаемости пород-коллекторов, обеспечивающих достаточную приемистость нагнетательных скважин. На небольших залежах более целесообразно законтурное заводнение, на больших — внутриконтурное — площадное или с расположением нагнетательных скважин рядами.

Влияние геологической неоднородности пластов на разработку газоконденсатных залежей весьма существенно при использовании любого рабочего агента. При нагнетании сухого газа могут произойти преждевременные прорывы его к забоям добывающих скважин. Это снижает эффективность процесса извлечения конденсата из недр, приводит к увеличению его продолжительности и требует значительного суммарного объема закачиваемого газа. При заводнении из-за неоднородности пластов возможно опережающее движение воды по наиболее проницаемым прослоям, преждевременное обводнение добывающих скважин.

Большое влияние на выбор системы разработки, и в первую очередь на количество скважин, оказывает прочность пластов-коллекторов, т. е. устойчивость против разрушения при эксплуатации скважин. Вследствие высоких дебитов газовых скважин разрушение призабойных зон пластов носит более интенсивный характер, чем при эксплуатации нефтяных скважин. Наиболее подвержены разрушению терригенные породы — слабосцементированные и с легко разрушающимся глинистым цементом. Процесс разрушения пород особенно активизируется при обводнении скважин, поскольку вода способствует разбуханию и деформации цемента. Торможение этого процесса может быть обеспечено установкой в скважинах против дренируемых пластов специальных фильтров, проведением мероприятий по управлению процессом разработки для продления периода безводной эксплуатации скважин, ограничением дебита скважин. В последнем случае требуется соответствующее увеличение количества скважин для обеспечения заданной дина-

мики добычи газа. Ожидаемые масштабы разрушения пород при эксплуатации газовых скважин и возможные меры по ограничению этого процесса должны обосновываться в периоды разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождения путем соответствующего изучения керна и исследования безводных и обводняющихся скважин на различных режимах.

Как видно из изложенного, геологические факторы оказывают большое влияние на выбор системы и условия разработки газовых и газоконденсатных месторождений, но на их основе даются лишь предварительные рекомендации о возможных технологических решениях. Это обусловлено тем, что на выбор систем разработки газовых залежей в большей степени по сравнению с нефтяными оказывают влияние такие факторы, как заданный темп разработки месторождения, соответствующая ему скорость снижения пластового давления, требующийся комплекс промысловых сооружений и необходимые сроки их строительства при разных вариантах размещения скважин, технические возможности по закачке в пласты газа или воды и др.

Так же как и по нефтяным месторождениям, рациональные системы разработки газовых месторождений, учитывающие весь комплекс факторов, обосновываются путем газогидродинамических расчетов нескольких вариантов разработки, наиболее полно учитывающих геологопромысловую характеристику месторождения, и выбора оптимального варианта по результатам сравнения их технико-экономических показателей. Эти вопросы рассматриваются в курсе «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

Глава X

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАВОДНЕНИЕМ И ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

§ 1. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Эксплуатационным объектом или объектом разработки называют один или несколько продуктивных пластов месторождения, которые выделяют исходя из геолого-технических условий и экономических соображений для совместной разработки одной серией скважин.

При наличии в разрезе месторождения одного продуктивного пласта залежь нефти в нем является единственным объектом разработки. В этом случае и месторождение и эксплуатационный объект называют однопластовыми.

На многопластовых месторождениях до 40-х гг. каждый

продуктивный пласт обычно служил объектом разработки — базисным или возвратным (см. рис. 238). При внедрении заводнения, позволяющего управлять процессом разработки, стало правилом на многопластовых месторождениях выделять не только однопластовые эксплуатационные объекты но и объекты, состоящие из двух, трех и более пластов.

Решение вопроса о рациональном группировании пластов в эксплуатационные объекты на многопластовом месторождении связано с определенными трудностями, так как во многих случаях оно может быть многозначным. В то же время каждое решение имеет положительные и отрицательные моменты. Так, решение о выделении минимального количества объектов (т. е. о расчленении на крупные многопластовые объекты) позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и тем самым обеспечивать весомую экономию капитальных вложений на разработку. Однако при этом суммарная продуктивность объекта оказывается существенно меньшей, чем сумма значений продуктивности пластов при их раздельной разработке: резко затрудняется управление процессом разработки. Это может приводить к недостаточному использованию возможностей месторождения в отношении уровней годовой добычи нефти и нефтеотдачи и в конечном счете — к снижению народнохозяйственного эффекта. Так, при наличии в разрезе месторождения четырех примерно одинаковых продуктивных пластов может быть рассмотрено несколько вариантов выделения эксплуатационных объектов: выделения каждого пласта в самостоятельный объект (рис. 73, а), выделение двух двухпластовых объектов (рис. 73, б), объединение всех пластов в один объект (рис. 73, в). При значительной неоднородности пластов-коллекторов и существенных различиях их мощности и проницаемости количество рассматриваемых вариантов может быть увеличено (например, выделение двух объектов с объединением в один объект двух средних пластов, в другой — верхнего и нижнего пластов; выделение в разных вариантах однопластового и трехпластового объектов). Могут быть выбраны также промежуточные варианты, при которых в добывающих скважинах продуктивные пласты перфорируют совместно, а нагнетание воды проводят раздельно в пары пластов (см. рис. 73, г) или даже в каждый пласт в отдельности. Таким образом, выделение объектов разработки является оптимизационной задачей.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов обычно проводят в два этапа. На первом этапе рассматривают геолого-физические особенности, благоприятствующие и препятствующие объединению в группы пластов для совместной разработки; на втором этапе этот вопрос решают с учетом технологических и экономических факторов.

При выделении многопластовых объектов разработки необходимо выполнять следующие геологические требования:

объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в значениях начального пластового давления и температур и т. д.;

природные режимы пластов должны быть одинаковыми;

пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере перемещения жидкости в пластах с разной структурой пустотного пространства, в степени разрушения прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин и т. д.;

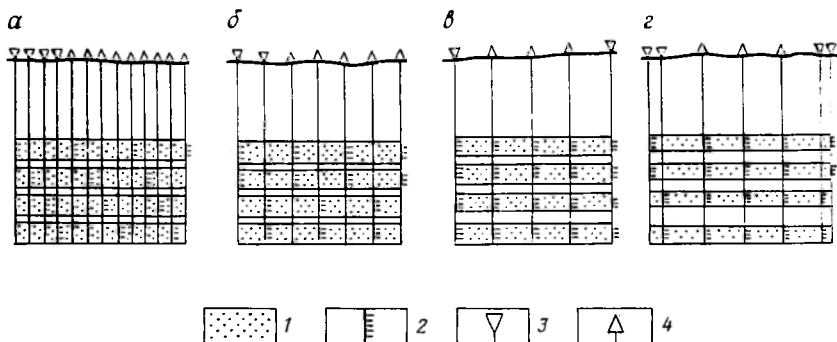


Рис. 73. Варианты выделения эксплуатационных объектов при наличии четырех продуктивных пластов.

а — четыре однопластовых объекта; *б* — два двухпластовых объекта; *в* — один четырехпластовый объект; *г* — один четырехпластовый объект с отдельным нагнетанием воды; 1 — пласт-коллектор; 2 — интервал перфорации; скважины; 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

пласты должны мало различаться по проницаемости и неоднородности, что обеспечивает приемистость всеми пластами воды при общем для нагнетательной скважины давлении нагнетания и приток нефти из всех пластов при едином для добывающей скважины способе эксплуатации и забойном давлении;

между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные гидродинамические экраны, т. е. разделы из непроницаемых пород, во избежание перетоков жидкости в недрах из соседних по разрезу объектов;

вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти, близкие скорости перемещения воды в пластах;

нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промышленной подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);

эксплуатационный объект должен обладать значительными запасами на единицу его площади (удельными запасами) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

Для некоторых месторождений учета геологических требований оказывается достаточно для решения вопроса о выделении объектов разработки. В случаях, когда для обоснования выделения объектов учета геологических требований недостаточно, выполняется второй этап исследований:

оценку динамики годовых технологических показателей разработки для каждого из возможных вариантов выделения эксплуатационных объектов — по каждому объекту в отдельности и по месторождению в целом;

оценку количества скважин, добычи нефти и объемов отбираемой воды;

расчет по вариантам экономических показателей — себестоимости нефти, удельных капитальных вложений, приведенных затрат, прибыли за первые 10—15 лет и за весь период разработки, при этом учитывают капитальные вложения на бурение всех скважин, энергетические затраты, амортизацию скважин и прочих основных средств, расходы на ремонт скважин и наземного оборудования, на организацию искусственного воздействия на пласт, на сбор, подготовку и транспорт нефти, на зарплату, на покрытие затрат по проведению геологоразведочных работ;

сопоставление технико-экономических показателей по вариантам и выбор варианта с максимальными показателями годовой добычи нефти по месторождению при наибольшем народнохозяйственном эффекте.

Расчеты технологических и экономических показателей разных вариантов выделения объектов проводятся с учетом понижающего влияния объединения пластов для совместной разработки на коэффициент продуктивности скважин. В качестве количественного показателя для технологической оценки последствий объединения пластов в объекты в разном сочетании В. Г. Каналин и другие исследователи рекомендуют использовать коэффициент продуктивности скважин, эксплуатирующих несколько пластов совместно. Величина этого коэффициента будет тем меньше, чем больше пластов объединяют в эксплуатационный объект и чем значительнее разница в геологопромысловых характеристиках пластов. Значения коэффициентов продуктивности пластов при отдельной их эксплуатации определяют по соответствующим параметрам этих пластов.

На выбор оптимального варианта выделения объектов заметное влияние может оказывать глубина залегания продуктивных пластов. Поскольку при большой глубине резко возрастает стоимость бурения скважин, оптимальный вариант при большой глубине будет характеризоваться меньшим количеством объектов, чем при прочих равных условиях, но при небольшой глубине. На выбор объектов могут оказывать влияние также дру-

гие условия освоения месторождения (расположение месторождения в пределах шельфа, в болотистой местности и др.).

Опыт разработки многопластовых месторождений и развитие теории проектирования разработки позволяют все более обоснованно подходить к выделению эксплуатационных объектов на новых месторождениях и вносить коррективы в ранее принятые решения по уже разрабатываемым месторождениям. В целом развитие представлений по этому вопросу показало, что мнение специалистов о возможности выделения крупных многопластовых объектов разработки, господствовавшее в 40—60-х гг., было излишне оптимистичным. Если ранее часто принимались решения о выделении эксплуатационных объектов с суммарной нефтенасыщенной мощностью до 40—50 м и более, содержащих до 5—10 и более пластов различной мощности и проницаемости, то в настоящее время обычно выделяют объекты с мощностью не более 20—30 м и с меньшим количеством пластов. На целом ряде месторождений страны, где вначале были выделены чрезмерно крупные объекты, что привело к недостаточно полному и активному включению их в разработку, позже пришлось бурить значительное количество скважин с раздельным вскрытием верхней и нижней (а иногда верхней, средней и нижней) частей первоначального объекта. Так, на месторождении Узень сначала в качестве единого эксплуатационного объекта разработки были разбурены многопластовые горизонты XIII и XIV. Позже в дополнение к скважинам, в которых эти горизонты были перфорированы совместно, было пробурено большое количество новых скважин раздельно на каждый горизонт. Аналогично были разукрупнены некоторые первоначальные объекты на ряде месторождений Западной Сибири — Самотлорском, Усть-Балыкском и др. На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения корректировка первоначального решения выполнена иным путем. Здесь на первом этапе для совместной разработки были объединены все семь пластов горизонта D₁. Впоследствии общее количество скважин на площади было удвоено, при этом в каждой новой скважине перфорировались те пласты, которые должным образом не участвовали в разработке на данном участке площади. Примеры разукрупнения объектов на уже разрабатываемых месторождениях могут быть продолжены.

При разработке многопластового месторождения проектные решения по системам разработки каждого из выделенных эксплуатационных объектов должны приниматься с учетом наличия соседних по разрезу объектов. Так, при сравнительно небольшой разнице в глубинах залегания пластов проектные скважины всех объектов целесообразно бурить до подошвы самого нижнего пласта. Это дает возможность на поздних стадиях разработки переводить обводнившиеся скважины одного объекта на другой и таким образом улучшать их выработку. При этом появляется также возможность контроля за выработ-

кой пластов (неперфорированных) одного объекта в скважинах другого нейтронными методами. Учитывая возможность взаимного перевода скважин с одного объекта на другой, серии скважин одного объекта следует располагать со смещением на площади относительно серии скважин другого объекта.

При проектировании систем разработки соседних по разрезу эксплуатационных объектов необходимо принимать во внимание тот факт, что наличие между ними непроницаемого раздела не исключает случаев перетока жидкости из одного объекта в другой на локальных участках, где этот раздел отсутствует, а также по заколонному пространству скважин с некачественным цементированием. Перетоки наиболее возможны на участках месторождения, где между соседними объектами имеются большие перепады давления. Для предотвращения перетоков рекомендуется располагать территориально в одних местах соответственно ряды нагнетательных и ряды добывающих скважин соседних объектов. При этом соответственно области высокого давления (зоны нагнетания воды) и области низкого давления (зоны отбора) соседних объектов будут совмещены в плане и значения пластового давления в эксплуатационных объектах в каждой точке месторождения будут различаться незначительно (рис. 74, а). При отсутствии больших перепадов давления между объектами перетоки жидкости между ними практически исключаются. При несоблюдении этой рекомендации области высокого давления одного объекта могут оказаться совмещенными в плане с областями низкого давления другого объекта. (рис. 74, б). В результате между объектами будут создаваться огромные перепады давления с неодинаковыми знаками на различных участках месторождения. Соответственно реальные предпосылки для перетоков жидкости из нижнего объекта в верхний возникают на участках расположения рядов нагнетательных скважин нижнего объекта, а из верхнего в нижний — на участках расположения нагнетательных скважин верхнего объекта.

Вследствие отсутствия опыта разработки и несоблюдения рекомендуемого условия перетоки жидкости в эксплуатационных объектах в значительных масштабах были допущены на ряде участков первых разрабатываемых с заводнением месторождений — Туймазинском, Шкаповском и др. Для прекращения перетоков потребовалось проведение целого ряда трудоемких технологических мероприятий.

При выделении в разрезе месторождения двух или нескольких эксплуатационных объектов, разрабатываемых с заводнением, в проектном документе устанавливается последовательность их освоения. Следует различать три возможные ситуации при решении этого вопроса в зависимости от сравнительной продуктивности объектов.

1. В условиях примерной равноценности объектов целесообразно осуществлять их одновременное разбуривание и освоение

ние. Это устраняет необходимость неоднократного перемещения буровых мощностей по площади месторождения.

2. При значительной разнице в продуктивности объектов, но когда разработка малопродуктивных объектов самостоятельной серией скважин тем не менее рентабельна, возможно последовательное освоение объектов, начиная с наиболее продуктивного.

3. На месторождениях с несколькими эксплуатационными объектами, резко различающимися по продуктивности, в том

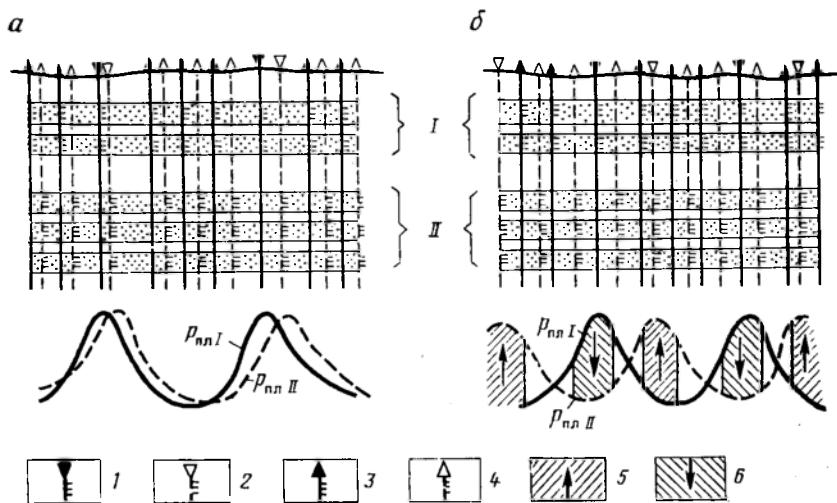


Рис. 74. Профили пластового давления $p_{пл}$ эксплуатационных объектов I и II при разном размещении нагнетательных и добывающих скважин. а — зоны нагнетания и зоны отборов по объектам соответственно совмещены в плане; б — зоны нагнетания одного объекта совпадают с зонами отборов другого; скважины соответственно I и II объектов: 1, 2 — нагнетательные, 3, 4 — добывающие; 5 — участки с $p_{пл II} > p_{пл I}$, где возможны перетоки жидкости из нижнего объекта II в верхний объект I; 6 — участки с $p_{пл I} > p_{пл II}$, где возможны перетоки жидкости из верхнего объекта I в нижний объект II

числе с объектами с весьма низкой продуктивностью, разбуривание которых самостоятельными скважинами нерентабельно, выделяют один или несколько этажей разработки. *Этажом разработки* называют группу эксплуатационных объектов, в состав которой могут входить: осваиваемый в первую очередь наиболее продуктивный объект (обычно нижний), называемый *базисным*; залегающие выше менее продуктивные объекты, разбуриваемые во вторую очередь, после доразведки их скважинами, бурящимися на базисный объект; верхний малопродуктивный объект, разбуривание которого самостоятельными скважинами нерентабельно, — такой объект называют *возвратным* и разрабатывают путем перевода на него скважин с ранее введенных объектов, выполнивших по ним свое назначение.

Одним из высокоэкономичных путей раздельной разработки эксплуатационных объектов при ограниченном количестве скважин на месторождении может быть применение метода одновременно-раздельной эксплуатации. Метод предусматривает бурение на два (возможно, и на три) объекта единой серии скважин и установку во всех нагнетательных и добывающих скважинах специального эксплуатационного оборудования, которое обеспечивает разобщение объектов, раздельную их эксплуатацию, учет добываемой продукции и нагнетаемой воды каждого объекта при забойных давлениях, соответствующих их продуктивности и приемистости, а также запроектированным темпам разработки¹.

§ 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВИДА ЗАВОДНЕНИЯ

Применяемые виды заводнения показаны на рис. 72. Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи и ее водонефтяной зоны, вязкостью пластовой нефти, типом породы-коллектора и ее проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне ВНК, наличием дизъюнктивных нарушений и др.

Ниже приводятся краткая характеристика различных видов заводнения и геологические условия, для которых они в основном могут рекомендоваться².

Законтурное заводнение. При этой разновидности заводнения вода нагнетается в законтурную водоносную часть продуктивного пласта (рис. 75). С целью приближения нагнетательных скважин к зоне отбора их следует располагать как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности. Механизм вытеснения нефти из пласта водой при этом примерно тот же, что и при природном водонапорном режиме. Метод применим для разработки нефтяных и газонефтяных объектов. Он достаточно эффективен при небольшой ширине залежей (до 5—6 км), малой относительной вязкости пластовой нефти (до 2—3), высокой проницаемости коллектора (0,4—0,5 мкм² и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью. Более широко законтурное заводнение апробировано на залежах пластового типа, но при указанных условиях получены положительные результаты и на залежах массивного типа, в том числе и в карбонатных коллекторах.

Применение рассматриваемого вида заводнения в названных весьма благоприятных геологических условиях позволяет доби-

¹ Техническая сторона метода освещается в курсе «Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений».

² Следует учитывать, что в отдельных случаях разновидности метода могут быть эффективны и за рамками названных условий.

ваться высокой нефтеотдачи (до 60 % и иногда выше) при расположении добывающих скважин в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. При этом нефть из водонефтяной зоны может быть вытеснена к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой. Таким путем без существенного увеличения потерь нефти в пласте могут быть сокращены количество скважин для разработки объекта и объемы попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды.

Для разработки нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение может быть применено как в сочетании с использованием энергии свободного газа, так и при обеспечении неподвижности ГНК путем регулируемого отбора газа из газовой шапки.

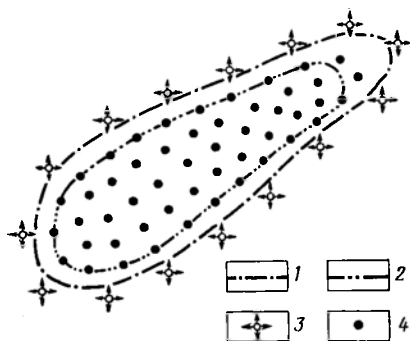


Рис. 75. Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением.

Контур нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

Рис. 76. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением.

Условные обозначения см. на рис. 75



При этом виде заводнения на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре-пять добывающих скважин. В целом законтурное заводнение в настоящее время применяется ограниченно, поскольку залежи с указанной характеристикой встречаются нечасто.

Законтурное заводнение успешно применено при разработке залежей нефти горизонта D_1 Бавлинского месторождения в Татарии, пласта D_{11} Туймазинского месторождения в Башкирии, пластов $B_2 + B_3$ Стрельненского месторождения в Куйбышевской области, пласта B_1 Жирновского месторождения в Волгоградской области, пласта D_{3-1} Соколовогорского месторождения в Саратовской области, продуктивных пластов месторождения Нефтяные Камни в Азербайджане и на ряде других месторождений.

Приконтурное заводнение. При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагают на некотором удалении от внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи (рис. 76). Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.

Значительная ширина водонефтяных зон чаще свойственна залежам платформенного типа. Плохая связь залежи с водонесной частью пласта может быть обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др.

По принципам расположения скважин, соотношению числа добывающих и нагнетательных скважин, подходу к разработке газонефтяных залежей, значениям достигаемой нефтеотдачи приконтурное заводнение приближается к законтурному.

Приконтурное заводнение широко применялось в Азербайджане, где начало его внедрению положил В. С. Мелик-Пашаев (свиты НКП и ПК на отдельных полях месторождений Бузовны, Кала и другие объекты). Оно исследовано также при разработке залежей пласта D_2-v Соколовгорского месторождения в Саратовской области, пласта XIV месторождения Горское и верхнемелового горизонта месторождения Хаян-Корт в Чечено-Ингушетии, горизонта XIV месторождения Кулсары в Эмбенском нефтеносном районе Казахстана и др.

Внутриконтурное заводнение. Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей. При *разрезании залежи рядами нагнетательных скважин* закачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в пределах самой залежи рядами, называемыми *разрезающими рядами* или *линиями разрезания*. Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т. е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Рассматриваемый вид заводнения применяют на залежах пластового типа с параметрами пластов и нефтей, указанными

для законтурного заводнения, но с большой площадью нефтеносности, а также на залежах разных размеров при практически повсеместном залегании пласта-коллектора, но при невысокой его проницаемости, повышенной вязкости нефти или ухудшении условий фильтрации у ВНК.

Как видно из рис. 72, выделяют несколько подвидов разрезания — разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное).

При заводнении с разрезанием эксплуатационного объекта на площади самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Так, при весьма большой площади нефтеносности эксплуатационного объекта и многопластовости продуктивного горизонта в условиях общего для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов уменьшается от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов. Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади — возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Применение рассматриваемой разновидности заводнения возможно при условии, что ко времени ввода в разработку месторождение разведано достаточно хорошо, так что известно положение начальных внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем пластам объекта.

При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис. 77). При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — вкрест выявленной по данным разведки преобладающей ориентации зон с повышенной мощностью (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов (рис. 78). В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечение большего влияния в них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость зна-

чительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количеству рядов добывающих скважин в блоке. Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в соответствии с уменьшением гидропроводности пласта. Уменьшение ширины полос при прочих равных условиях повышает активность системы заводнения благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность залежи. Во избежание значительных потерь нефти в центральных частях блоков (на участках стягивания контуров нефтеносности) в пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль

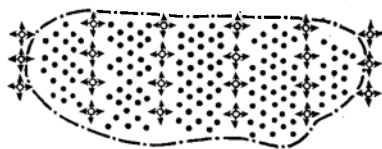


Рис. 77. Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением. Условные обозначения см. на рис. 75

«стягивающего». При повышенной ширине блоков (3,5—4 км) принято располагать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине (1,6—3 км) — три ряда. В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют пятирядным или трехрядным. Уменьшение количества добывающих рядов в сочетании с сужением блока также повышает активность системы за счет увеличения горизонтального градиента давления и уменьшения количества добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную. При пятирядной и трехрядной системах последний показатель соответственно составляет около 5 и 3.

Следует отметить, что могут быть и отступления от приведенных общих правил выбора структуры блоковых систем. Так, система с узкими блоками и трехрядным размещением скважин может быть применена и на высокопродуктивном эксплуатационном объекте при необходимости разработки его высокими темпами или с целью обеспечения продолжительного периода фонтанной эксплуатации при больших трудностях перевода скважин на механизированный способ подъема жидкости, а также в некоторых других случаях.

На залежах с широкими водонефтяными зонами всю систему разработки с разрезанием следует распространять и на водонефтяную зону, за исключением самых внешних ее частей с небольшой нефтенасыщенной мощностью. В некоторых случаях при монолитном строении высокопроницаемых пластов в приконтурной зоне залежи более успешным может быть вариант

с комбинированным заводнением, при котором периферийная неразбуренная зона может быть расширена вплоть до изопакиты нефтенасыщенной мощности 4—6 м. Система разработки с разрезанием залежи, распространенная до этой изопакиты, сочетается с приконтурным заводнением, за счет которого в указанных условиях может быть обеспечено вытеснение нефти из неразбуренной периферийной зоны к добывающим скважинам.

Преимущества систем разработки с блоковым заводнением заключаются в том, что они могут проектироваться и реализовываться, когда детальные сведения о конфигурации контуров нефтеносности еще отсутствуют. Применение таких систем дает возможность осваивать блоки эксплуатационного объекта в нужной последовательности, регулировать разработку с помощью перераспределения объемов закачки воды. Недостаточный учет геологической неоднородности при реализации блоковых систем может быть в значительной степени восполнен в процессе разработки путем развития и совершенствования всей системы.

Разрезание нефтяных залежей на блоки нашло самое широкое применение практически во всех нефтедобывающих районах страны. Эта разновидность заводнения использована при разработке многих месторождений в Куйбышевской области (Мухановское, Кулешовское, Покровское и др.), Арланского месторождения в Башкирии, Узеньского в Западном Казахстане. Большинство месторождений Западной Сибири также разрабатываются в основном с применением блокового заводнения, в том числе Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское и др.

При сводовом заводнении нагнетание воды осуществляется в скважины одного практически прямолинейного или кольцевого разрезающего ряда, расположенного в сводовой части залежи. Эти разновидности заводнения применяют для пластов, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для применения разрезания вообще. Рациональны они для залежей с умеренной площадью нефтеносности. Показания для применения — низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на центральную часть залежи. При проектировании сводового заводнения особое внимание необходимо обращать на размеры водонефтяной зоны. Так, при осевом разрезании в условиях большой ширины этой зоны скважины нагнетательного ряда могут оказаться в чисто нефтяной части пласта, а большая часть добывающих скважин — в водонефтяной. В такой ситуации лучше остановиться на блоковом заводнении.

При кольцевом разрезании крупной залежи в ряде случаев бывает целесообразно рядом нагнетательных скважин отделить чисто водяную часть пласта от водонефтяной.

Разновидность сводового заводнения выбирают в зависимости от формы и размера залежи и относительного размера ВНЗ (рис. 79). В каждом из показанных на рис. 79 случаев в зависимости от геологических условий сводовое заводнение может быть самостоятельным или сочетаться с законтурным (приконтурным) заводнением.

Сводовое заводнение в сочетании с другими его видами применено в Татарии для горизонта D_1 Миннибаевской площади

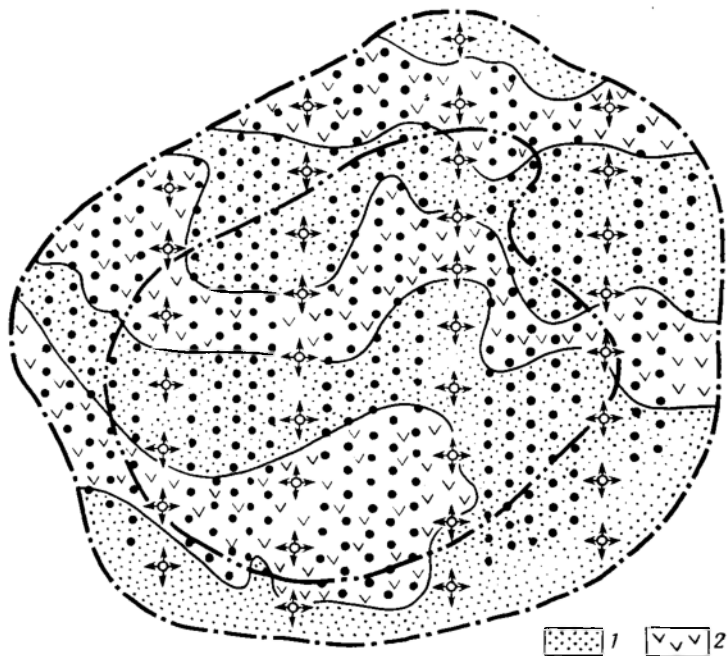


Рис. 78. Система разработки крупной «круговой» нефтяной залежи с блоковым заводнением.

Зоны с мощностями и коллекторскими свойствами пласта: 1 — высокими; 2 — низкими; остальные условные обозначения см. на рис. 75

Ромашкинского месторождения (кольцевое), в Западной Сибири для пласта A_{4-5} Самотлорского месторождения (кольцевое), пластов группы Б Усть-Балыкского месторождения (осевое).

Площадное заводнение также разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению

с системами, охарактеризованными ранее. Это обусловлено тем, что в рамках систем с площадным заводнением каждая добывающая скважина с самого начала разработки непосредственно контактирует с нагнетательными, в то время как, например, при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних (первых) добывающих рядов, т. е. $\frac{2}{5}$ числа добывающих скважин при пятирядной системе и $\frac{2}{3}$ —

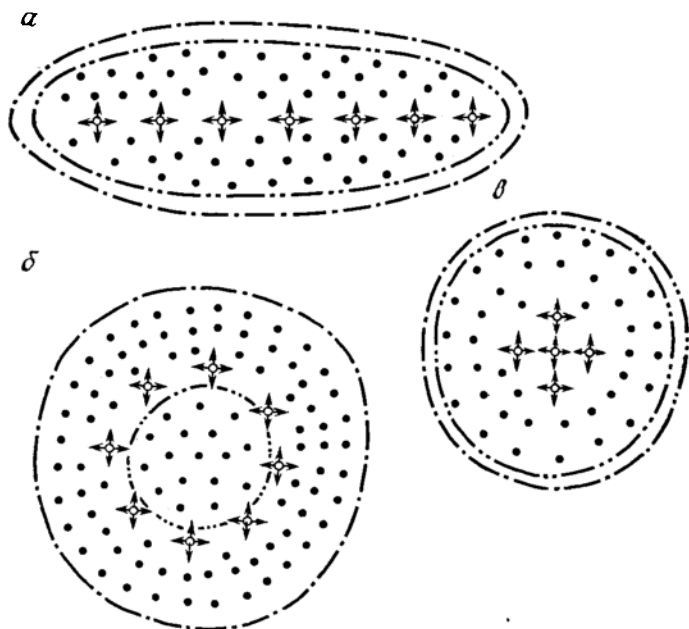


Рис. 79. Системы разработки нефтяных залежей со сводным заводнением. Заводнение: а — осевое; б — кольцевое; в — центральное; остальные условные обозначения см. на рис. 75

при трехрядной. Кроме того, при площадном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин, чем при ранее рассмотренных системах. Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т. е. разной величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин. Для линейной и пятиточечной систем это соотношение равно 1; для семиточечной прямой — 0,5, обращенной — 2; для девятиточечной прямой — 0,33, обращенной — 3; для ячеистой — 4—6.

Применяемые при площадном заводнении формы сетки скважин показаны на рис. 80.

Наиболее широкое применение нашли пятиточечная, обращенная¹ семиточечная и обращенная девятиточечная системы разработки с равными расстояниями между всеми скважинами. В этих системах каждая нагнетательная и окружающие ее добывающие скважины образуют элементы системы. Эти системы обычно рекомендуются для эксплуатационных объектов,

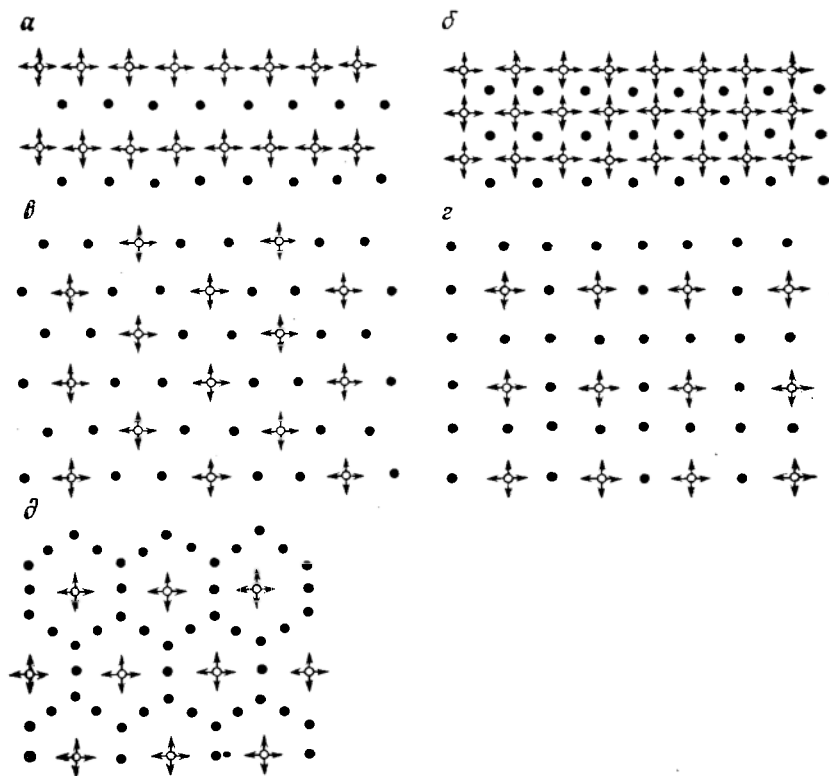


Рис. 80. Системы разработки с площадным заводнением.

Формы сетки скважин: а — линейная; б — пятиточечная; в — семиточечная обращенная; г — девятиточечная обращенная; д — ячеистая; остальные условные обозначения см. на рис. 75

характеризующихся относительно однородным строением пластов и представленных терригенными или карбонатными коллекторами порового типа. Наиболее широко они применяются при разработке малопродуктивных объектов с низкой проницаемостью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти или с сочетанием низкой проницаемости и повышенной вязкости.

¹ Прямые семиточечная и девятиточечная системы отличаются от соответствующих обращенных систем, показанных на рис. 80, тем, что в них нагнетательные и добывающие скважины меняются местами.

Такие системы, так же как и система с разрезанием на узкие полосы, могут быть применены и для высокопродуктивных объектов при необходимости получения высоких уровней добычи нефти или продления фонтанного периода эксплуатации в случае больших трудностей с организацией механизированной эксплуатации скважин. Их использование может быть целесообразным также в случаях, когда продолжительность разработки месторождения ограничена какими-либо обстоятельствами, например сроком возможной эксплуатации морских сооружений в условиях шельфа.

В последние годы специалистами объединения Удмуртнефть доказана целесообразность применения для залежей нефти повышенной вязкости, приуроченных к трещинно-поровым карбонатным коллекторам, площадной системы заводнения, названной ими ячеистой (рис. 80). При разработке таких залежей коллектор в добывающих скважинах ведет себя как поровый, а в нагнетательных в связи с раскрытием трещин под влиянием высокого забойного давления — как трещинно-поровый. Это обуславливает многократное превышение коэффициента приемистости нагнетательных скважин над коэффициентом продуктивности добывающих скважин и соответственно высокую суточную приемистость первых при низких дебитах вторых. Применение в таких условиях обычных площадных систем с равными расстояниями между всеми скважинами и с малой величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин обуславливает низкий уровень добычи несмотря на большой объем закачиваемой в пласт воды, намного превышающий объем отбираемой из пласта жидкости.

Ячеистая система во многом устраняет эти недостатки и повышает эффективность разработки залежей, обеспечивая резкое увеличение величины отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин (до 6:1 и более), а также расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами при малых расстояниях между добывающими скважинами. Таким образом, судить об активности системы воздействия в условиях трещинно-поровых коллекторов только по соотношению количеств скважин разного назначения, видимо, нельзя.

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и некоторые негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется одновременным вводом новых добывающих скважин в элемент системы после начала закачки воды, продолжительными остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями в дебитах скважин и др. Вследствие своеоб-

разной конфигурации линий тока при площадном заводнении между скважинами могут формироваться целики (застойные зоны) нефти.

В связи с низкой продуктивностью залежей, при которой применяется площадное заводнение, и вследствие указанных особенностей процесса разработки коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,45—0,50.

Площадное заводнение в различных модификациях нашло применение на месторождениях Чутыр-Киенгопском в Удмуртии (пласт А₄), Сангачалы Дуванный-море (горизонт VII) в Азербайджане, Октябрьском (пласт XX) в Чечено-Ингушетии, Андижанском (горизонт III) в Узбекистане, Макатском и Байчунасском в Казахстане, на малопродуктивных частях залежей некоторых месторождений Западной Сибири и т. д.

Избирательное заводнение — разновидность внутриконтурного заводнения — предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения (рис. 81). При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в неповсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений. Избирательное заводнение применяется при разработке периферийных частей залежи нефти в девонских отложениях и залежей нефти в каменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения в Татарии, залежей нефти в бобриковском горизонте Краснохолмской группы месторождений в Башкирии, на ряде месторождений Туркмении, Казахстана и других районов.

Очаговое заводнение по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, кото-

рые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко: это одно из главных мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением.

Головное заводнение. По существу, эта разновидность близка к сводовому заводнению. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях. Этот вид заводнения применяется при разработке месторождений нефти геосинклинального типа — в Азербайджане, Казахстане, Западной Украине и др.

Барьерное заводнение. Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей пластового типа с целью изоляции газовой (газоконденсатной) части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности.

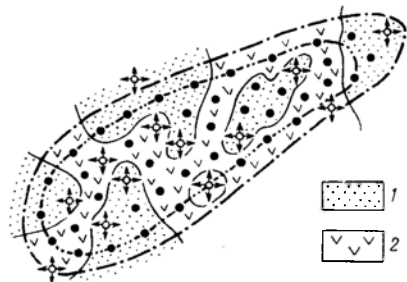


Рис. 81. Система разработки с избирательным заводнением.

Зоны пласта с проницаемостью: 1 — высокой; 2 — низкой; остальные условные обозначения см. на рис. 75

В результате нагнетания воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных видов энергии или при охарактеризованных выше разновидностях заводнения. Барьерное заводнение может сочетаться с законтурным или приконтурным, а также с использованием энергии напора пластовых вод. Наиболее эффективно его применение при относительно однородном строении и небольших углах падения пластов.

С применением барьерного заводнения разрабатывают ряд нефтегазовых залежей в Волгоградской области (Бахметьевское, пласт Б₁ и др.), в Западной Сибири (залежи в пластах группы А Самотлорского месторождения) и в других районах.

Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта, исходя из его геологопромысловой характеристики, для него может быть рекомендовано две, а иногда и три разновидности заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться на-

ряду с осевым разрезанием или поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может быть рекомендовано наряду с площадным заводнением и т. д. Из числа возможных вариантов, обоснованных геологически, оптимальный вариант выбирают с помощью гидродинамических и экономических расчетов при учете других элементов системы разработки (плотности сетки добывающих скважин, перепада давления между зонами нагнетания и отбора).

§ 3. СЕТКА СКВАЖИН НЕФТЯНОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Правильный выбор сетки скважин — важнейшее звено в обосновании рациональной системы разработки объекта. Поскольку затраты на бурение скважин — одна из наибольших частей капитальных затрат на разработку месторождения, необходимо предотвращать бурение лишних скважин, т. е. переуплотнение сетки. В то же время количество скважин должно быть достаточным для обеспечения необходимых темпов добычи нефти и возможно более высокого коэффициента извлечения нефти. Следовательно, необходимо обосновывать оптимальную сетку скважин.

Для каждого эксплуатационного объекта, поскольку он геологически неоднороден и в целом его строение индивидуально, должна создаваться и индивидуальная сетка скважин, неравномерная по площади объекта в соответствии с изменчивостью его строения. По данным разведки, как правило, можно оценить лишь средние значения параметров объекта, изменчивость же его геологического строения остается плохо изученной. Поэтому принято осуществлять двухэтапное разбуривание эксплуатационных объектов. На первом этапе бурят проектные скважины основного фонда, т. е. скважины, расположенные на площади объекта по строго геометрической сетке, форму которой определяют с учетом принимаемой разновидности метода воздействия на пласт, а густоту (плотность) — с учетом средних параметров объекта, полученных по данным разведки. На втором этапе последовательно бурят скважины резервного фонда, предусмотренные проектным документом и составляющие 20—50 %, а иногда и более от скважин основного фонда. Местоположение этих скважин в первом проектном документе не определяется, а их количество обосновывается исходя из сложности строения объекта разработки, плотности принимаемой сетки основного фонда скважин, степени изученности объекта. Места заложения резервных скважин устанавливают после бурения скважин основного фонда на основе большого объема геологопромысловой информации, полученной при их бурении и эксплуатации. Резервные скважины размещают на

участках объекта, по геологическим и другим причинам не вовлеченных или недостаточно вовлеченных в разработку основным фондом скважин. На объектах, на которых в процессе разработки происходит стягивание контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении, разрезании залежей на площади или блоки), часть резервных скважин бурят в центральных частях площади (блоков), наиболее долго находящихся в эксплуатации, взамен обводненных периферийных скважин для обеспечения предусмотренных проектным документом годовых уровней добычи нефти из объекта. В результате бурения скважин основного и резервного фондов на эксплуатационном объекте в конечном счете создается неравномерная

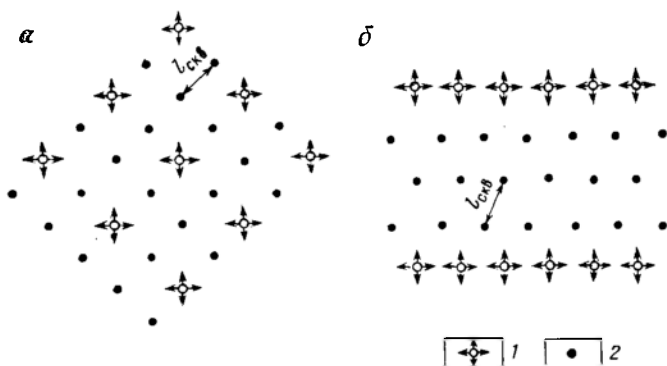


Рис. 82. Равномерная сетка скважин.

Заводнение: а — площадное; б — с разрезанием залежи на блоки; скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие; $l_{\text{скв}}$ — расстояние между скважинами

(с различными расстояниями между скважинами) сетка скважин, отвечающая геологическим особенностям объекта и заданным технологическим показателям разработки.

Наиболее ответственная задача при проектировании разработки — обоснование сетки основного фонда скважин. Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они различаются по характеру размещения скважин, по форме сетки, по постоянству расстояний между скважинами, по плотности.

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные. *Равномерными* называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами. Эти сетки рекомендуются для залежей, скважины которых характеризуются ограниченными радиусами действия, т. е. при низкой проницаемости или высокой неоднородности пластов, при повышенной вязкости нефти, а также для обширных зон нефтяных залежей, представляющих собой нефтегазовые зоны или подстилаемых водой. Равномерное размещение

скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки (рис. 82). В последнем случае добывающие и нагнетательные скважины фактически располагаются рядами. Равномерные сетки целесообразны также при внедрении новых методов воздействия на пласт, которые применяются для малопродуктивных залежей. Преимущество равномерных сеток заключается в том, что они позволяют вносить изменения в принятые системы разработки по мере более углубленного изучения малопродуктивных объектов. Так, при равномерной сетке относительно просто изменить размещение или увеличить количество нагнетательных скважин,

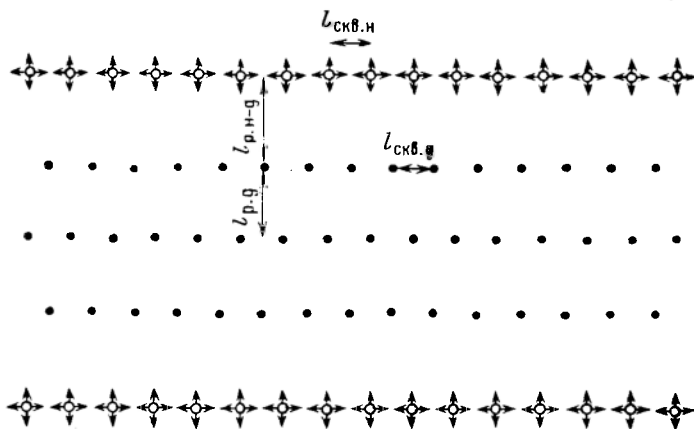


Рис. 83. Равномерно-переменная сетка скважин.

Расстояния между скважинами: $l_{скв.д}$ — добывающими, $l_{скв.н}$ — нагнетательными; $l_{р.н-д}$ — расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин; $l_{р.д}$ — расстояние между рядами добывающих скважин; остальные условные обозначения см. на рис. 82

повсеместно или выборочно уплотнить сетку, осуществить регулирование разработки путем периодического изменения направления потоков жидкости в пластах и т. д.

Равномерно-переменными называются сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах (рис. 83). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько большим его. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин. Такое расположение скважин возможно и целесообразно на залежах пластового типа в условиях их эксплуатации на природных режимах вытеснения нефти водой, а также в сочетании с теми разновидностями метода заводнения, при которых нагнетательные скважины располагаются рядами (законтурное, приконтурное, все разновидности разрезания

залежей). В общем случае равномерно-переменные сетки скважин при расположении последних рядами целесообразны для объектов с благоприятной геологопромысловой характеристикой, обладающих высокой продуктивностью. Расположение скважин рядами называют *линейным*.

В последние годы применяется *ячеестое равномерно-переменное* размещение скважин, рекомендуемое для карбонатных трещинно-поровых пластов при повышенной вязкости пластовой нефти (см. рис. 80, *д*).

При расположении скважин рядами как при равномерной, так и при неравномерной сетке различают ряды замкнутые и незамкнутые. *Замкнутыми* называют ряды, которые имеют вид колец обычно неправильной формы, примерно повторяющей конфигурацию контура нефтеносности залежи или границ площади, выделенной для самостоятельной разработки. Замкнутыми рядами добывающие скважины располагают на залежах пластово-сводового типа при реализации систем разработки, при которых происходит стягивание естественных контуров нефтеносности. Это системы с использованием природного напора вод (см. рис. 70) и с законтурным (см. рис. 75) и приконтурным (см. рис. 76) заводнением. Такую форму рядов применяют также на площадях округлой формы, выделенных в пределах объекта рядами нагнетательных скважин для самостоятельной разработки; на полосах, получаемых при кольцевом разрезании залежей (см. рис. 79, *б*) и при барьерном заводнении.

Незамкнутыми называют ряды, обычно прямолинейные, которые пересекают залежь в определенном направлении и обрываются вблизи контура нефтеносности или замкнутого разрезающего ряда, ограничивающего площадь самостоятельной разработки. Сюда же относят ряды, параллельные контуру нефтеносности, на залежах тектонически или литологически экранированных (рис. 84). В таких случаях ряды будут изогнутыми.

При замкнутых рядах скважин в центральной части залежи (площади) целесообразно располагать один незамкнутый ряд, к которому на поздних стадиях разработки будет стягиваться контур нефтеносности.

При расположении скважин рядами оптимальное количество рядов добывающих скважин обосновывают с учетом того, что любой нагнетательный ряд может оказывать эффективное воздействие не более чем на три добывающих ряда, примыкающих к нему с одной стороны. Внутри замкнутого ряда нагнетательных скважин располагают не более трех замкнутых рядов добывающих скважин. Между незамкнутыми разрезающими рядами обычно размещают пять или три незамкнутых ряда добывающих скважин.

При линейном расположении скважин по постоянству расстояний между скважинами различают *сетки с постоянными расстояниями*, когда повсеместно сохраняются расстояния между рядами и между скважинами в рядах (неравные между

собой), и сетки с уплотнением к центру площади, когда названные расстояния сокращаются в этом направлении. Чаще проектируют сетку первого вида. В некоторых случаях, когда точно известно, что линия стягивания контуров совпадает с местоположением внутреннего (центрального) ряда, уже при определении основного фонда скважины в этом ряду располагают более плотно, чем во внешних рядах. Постепенное уменьшение расстояний между рядами и между скважинами в рядах основной сетки может быть предусмотрено при резком увеличении нефтенасыщенной мощности пластов к центру залежи (площади). Такое явление характерно, например, для водонефтяных залежей, имеющих значительную высоту.

Рис. 84. Незамкнутые ряды добывающих скважин.

1 — дизъюнктивное нарушение; контуры нефтеносности: 2 — внешний; 3 — внутренний; 4 — добывающие скважины: I, II, III, IV — ряды скважин

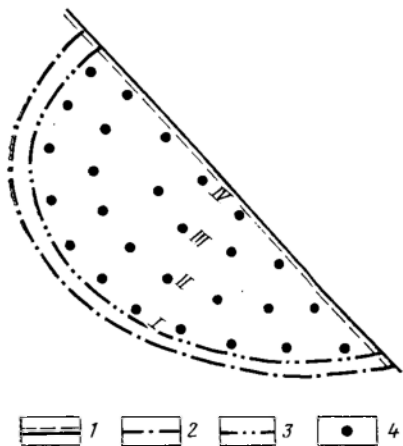
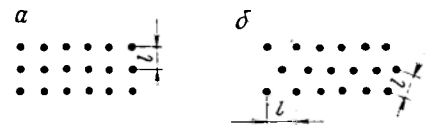


Рис. 85. Формы равномерных сеток скважин.

Сетки скважин: а — квадратная; б — треугольная; l — расстояние между скважинами



На объектах платформенного типа с большой площадью нефтеносности на разных их участках может быть принято различное размещение скважин, например в чисто нефтяной зоне — рядами, в водонефтяной или подгазовой — по равномерной сетке.

По форме равномерные сетки скважин основного фонда подразделяются на квадратную и треугольную (рис. 85). Треугольную сетку применяют при равномерном размещении скважин рядами, т. е. при разрезании залежей на блоки, а также при семиточечном площадном заводнении (см. рис. 80, в). Квадратную сетку проектируют при пятиточечном и девятиточечном (см. рис. 80, б, г) и часто при избирательном заводнении (рис. 81). Скважины в равномерно-переменных сетках всегда располагают в шахматном порядке для обеспечения более равномерного перемещения контуров нефтеносности при разработке залежей.

К важнейшим показателям сетки основного фонда скважин относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями (м) между скважинами и между рядами, а также удельной площадью $\bar{S}_{\text{осн}}$ на одну скважину (га/скв).

При равномерных сетках расстояния между скважинами одинаковые — $l_{\text{скв}}$, при этом при квадратной сетке $\bar{S}_{\text{осн}} = l_{\text{скв}}^2$, при треугольной — $\bar{S}_{\text{осн}} = l_{\text{скв}}^2 / 1,075$. Следует учитывать, что величина $\bar{S}_{\text{осн}}$ при разных видах заводнения характеризует равномерные сетки не однозначно: для системы разработки с разрезанием залежи на блоки (т. е. для линейного размещения скважин) она характеризует плотность сетки добывающих скважин $\bar{S}_{\text{осн. д}}$, для систем с площадным и избирательным заводнением — совместную плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин $\bar{S}_{\text{осн. (д+н)}}$.

Равномерно-переменные сетки (см. рис. 83) характеризуются расстояниями: $l_{\text{скв. д}} \times l_{\text{р. д}} \times l_{\text{р. (н-д)}} \times l_{\text{скв. н}}$, где $l_{\text{скв. д}}$ — расстояние между добывающими скважинами в рядах; $l_{\text{р. д}}$ — расстояние между рядами добывающих скважин; $l_{\text{р. (н-д)}}$ — расстояние между нагнетательным и первым (внешним) добывающим рядами; $l_{\text{скв. н}}$ — расстояние между нагнетательными скважинами в рядах. В случаях, когда расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами одинаковы, что бывает очень часто, сетка характеризуется тремя расстояниями: $l_{\text{скв}} \times l_{\text{р. д}} \times l_{\text{р. (н-д)}}$ (например, $500 \times 600 \times 700$ м).

При равномерно-переменных сетках величина $\bar{S}_{\text{осн}}$, как и при линейных равномерных сетках, характеризует плотность сетки добывающих скважин: $\bar{S}_{\text{осн. д}} = l_{\text{скв. д}} \times l_{\text{р. д}}$.

Выбранную для конкретного объекта с учетом всех факторов плотность сетки называют *оптимальной*. На основании опыта разработки нефтяных залежей установлено, что для обеспечения при вытеснении нефти водой возможно более высокой нефтеотдачи на объектах с менее благоприятной геологической характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин. Ориентировочно могут быть даны следующие рекомендации по выбору плотности основной сетки для разных геологических условий.

Сетки добывающих скважин плотностью 100—42 га/скв (от 900×1100 до 600×700 м) — для залежей с особо благоприятной характеристикой: с очень низкой относительной вязкостью нефти (менее 1), с высокой проницаемостью монолитного пласта при большой нефтенасыщенной мощности, особенно при трещинном типе карбонатных коллекторов и массивном строении залежей.

Сетки добывающих скважин плотностью 40—30 га/скв (от 600×650 до 500×600 м) — для залежей пластового типа с благоприятной характеристикой: с низкой относительной вязкостью пластовой нефти (1—5), с проницаемостью коллекторов более $0,3—0,4$ мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта.

Сетки добывающих скважин или нагнетательных и добывающих вместе в зависимости от разновидности заводнения

плотностью 28—16 га/скв (от 500×550 до 400×400 м) — для залежей нефти в геологически неоднородных пластах при относительной вязкости нефти до 4—5, а также при повышенной относительной вязкости нефти (до 15—20) даже при высокой проницаемости пластов.

Сетки нагнетательных и добывающих скважин плотностью менее 16 га/скв (менее 400×400 м) — для залежей с неоднородным строением или с низкой проницаемостью пластов, а также для залежей с высокой относительной вязкостью нефти (до 25—30) и залежей, требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с образованием конусов воды или газа, неустойчивостью пород-коллекторов и т. д.

На практике для качественного сравнения плотности сетки скважин по разным объектам выделенные выше ориентировочно четыре группы сеток разной плотности основного фонда скважин условно называют соответственно: весьма редкие, редкие, средние, плотные.

На выбор плотности сетки скважин существенное влияние может оказывать глубина залежи. Из экономических соображений при прочих равных условиях для глубокозалегающих пластов целесообразными могут оказаться более разреженные сетки по сравнению с сетками при небольших глубинах. В таких случаях разреженную сетку сочетают с более активной системой воздействия. Однако необходимо учитывать, что по объектам с неблагоприятной геологической характеристикой при разреженных сетках потери нефти в недрах возрастают.

Значительное влияние на выбор сетки оказывает плотность запасов, т. е. величина запасов, приходящаяся на единицу площади залежи. С увеличением плотности запасов возрастает целесообразность уменьшения расстояния между скважинами.

При обосновании оптимальной сетки основного фонда добывающих и нагнетательных скважин наряду с геологическими факторами следует учитывать и технологические — соотношение количества добывающих и нагнетательных скважин, величину градиента давления в пласте и др.

Как уже отмечалось выше, в результате бурения скважин резервного фонда эксплуатационный объект оказывается разбуренным по неравномерной сетке, соответствующей неоднородности его строения.

Для оценки фактической плотности сетки скважин применяют несколько показателей, которые в сочетании друг с другом дают достаточно четкое представление и об активности системы разработки и о характере разбуренности объекта.

Ниже приводятся основные показатели, характеризующие плотность фактической сетки скважин.

1. Средняя плотность сетки всего фонда пробуренных скважин на объекте разработки в целом:

$$\bar{S}_{\text{общ. (д+н)}} = S_{\text{общ}} / (N_{\text{д}} + N_{\text{н}}). \quad (\text{X.1})$$

2. Средняя плотность сетки добывающих скважин на объекте в целом:

$$\bar{S}_{\text{общ.д}} = S_{\text{общ}}/N_{\text{д}}. \quad (\text{X.2})$$

3. Средняя плотность сетки всего фонда скважин в границах разбуривания объекта:

$$\bar{S}_{\text{г.р (д+н)}} = S_{\text{г.р}}/(N_{\text{д}} + N_{\text{н}}). \quad (\text{X.3})$$

4. Средняя плотность сетки добывающих скважин в зоне отбора:

$$\bar{S}_{\text{з.о.д}} = S_{\text{з.о}}/N_{\text{д}}. \quad (\text{X.4})$$

В приведенных выражениях использованы следующие условные обозначения: $S_{\text{общ}}$ — площадь эксплуатационного объекта (залежи) в начальных его границах; $S_{\text{г.р}}$ — площадь в границах разбуривания объекта; $S_{\text{з.о}}$ — площадь зоны отбора, определяемая при законтурном или приконтурном заводнении и при разрезании залежи в пределах радиусов влияния добывающих скважин внешних рядов; $N_{\text{д}}$ — количество пробуренных добывающих скважин (основной фонд + резервные); $N_{\text{н}}$ — количество пробуренных нагнетательных скважин (основной фонд + резервные).

Среднюю плотность сетки добывающих скважин в зоне отбора $\bar{S}_{\text{з.о.д}}$ определяют лишь для систем разработки с линейным размещением скважин. Сравнение показателя $\bar{S}_{\text{з.о.д}}$ с плотностью сетки основного фонда добывающих скважин $\bar{S}_{\text{осн.д}}$, а показателя $\bar{S}_{\text{г.р(д+н)}}$ с плотностью сетки основного фонда добывающих и нагнетательных скважин $\bar{S}_{\text{осн.(д+н)}}$ позволяет судить о степени уплотнения сетки добывающих скважин и общей сетки в результате бурения скважин резервного фонда.

Показатели плотности сетки $\bar{S}_{\text{общ(д+н)}}$ и $\bar{S}_{\text{общ.д}}$ характеризуют среднюю плотность сетки в начальных границах эксплуатационного объекта. Обычно некоторые части площади объекта остаются неразбуренными (периферийные части водонефтяных зон залежи с малой нефтенасыщенной мощностью, малопродуктивные участки и др.). Значения $\bar{S}_{\text{общ(д+н)}}$ и $\bar{S}_{\text{г.р(д+н)}}$, так же как и значения $\bar{S}_{\text{общ.д}}$ и $\bar{S}_{\text{з.о.д}}$ близки, если разбурена почти вся площадь объекта. Обычно $\bar{S}_{\text{общ(д+н)}} > \bar{S}_{\text{г.р(д+н)}}$ и $\bar{S}_{\text{общ.д}} > \bar{S}_{\text{з.о.д}}$, причем разница между ними тем значительнее, чем больше неразбуренная часть площади.

Наряду с удельной площадью на одну скважину сетку скважин характеризуют удельными извлекаемыми запасами на одну скважину:

$$\bar{Q}_{\text{д+н}} = Q_{\text{изв}}/(N_{\text{д}} + N_{\text{н}}), \quad \bar{Q}_{\text{д}} = Q_{\text{изв}}/N_{\text{д}},$$

где $\bar{Q}_{\text{д+н}}$ и $\bar{Q}_{\text{д}}$ — удельные запасы на одну скважину соответственно при учете всех добывающих и нагнетательных скважин

и при учете лишь добывающих скважин; $Q_{изв}$ — начальные извлекаемые запасы нефти эксплуатационного объекта.

Действующие в настоящее время в СССР системы разработки с заводнением характеризуются широким диапазоном значений $Q_{д+н}$ — в основном в пределах 30—300 тыс. т на скважину. Этот показатель обычно тем больше, чем лучше фильтрационная характеристика объекта, позволяющая применять сетку скважин меньшей плотности. Вместе с тем имеются объекты со средней и даже низкой фильтрационной характеристикой, но с весьма высокими удельными запасами нефти. Приобретенный опыт разработки месторождений позволяет научно-проектным организациям провести глубокий анализ эффективности применяемых систем разработки и при необходимости наметить экономически целесообразные дополнительные мероприятия по уменьшению удельных запасов на скважину (разукрупнение объектов, уплотнение сетки скважин).

При обосновании оптимальных сеток скважин следует учитывать, что применение на малопродуктивных объектах плотных сеток, т. е. бурение на них больших количеств скважин, обычно малодобитных, отвлекает из народного хозяйства значительные объемы капитальных вложений. При проектировании разработки таких объектов, а также малопродуктивных частей площади высокопродуктивных объектов необходимо особенно тщательно рассматривать вопросы экономики и изыскивать дополнительные технологические возможности, позволяющие уменьшать количество скважин (применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации, разработка объектов в качестве возвратных и др.).

§ 4. ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ ОБЪЕКТЕ

Темпы разработки нефтяного эксплуатационного объекта в значительной степени зависят от величины градиента давления в пластах $\overline{\Delta p}$:

$$\overline{\Delta p} = \Delta p/L, \quad (X.5)$$

где $\Delta p = p_{пл. н} - p_{заб. д}$ — перепад давления между контуром питания и зоной отбора; $p_{пл. н}$ — пластовое давление на контуре питания (при заводнении — на линии нагнетания воды); $p_{заб. д}$ — забойное давление в добывающих скважинах; L — расстояние между контуром питания и зоной отбора.

Увеличение градиента давления достигается как уменьшением величины L путем активизации системы заводнения (уменьшение ширины блоков, увеличение плотности сетки скважин, применение площадного заводнения), так и повышением давления на линии нагнетания или снижением давления на забое добывающих скважин.

Пластовое давление на линии нагнетания, исходя из опыта разработки залежей в условиях заводнения, признано целесообразным поддерживать на 10—20 % выше начального пластового. Это способствует не только увеличению годовой добычи нефти, но и более полному включению объема залежи в процесс разработки. Необходимое пластовое давление на линии нагнетания обеспечивается соответствующим давлением на устье нагнетательных скважин при закачке воды. Эффективность повышения давления нагнетания можно видеть на примере горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения. Здесь сна-

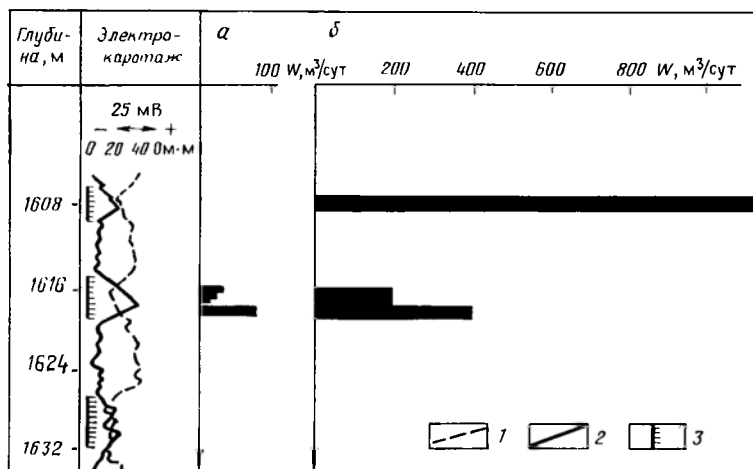


Рис. 86. Приемистость пластов W в нагнетательной скв. 904 Ромашкинского месторождения.

Давление нагнетания воды, МПа: а — 11; б — 19; кривые электрокаротажа: 1 — ПС; 2 — КС; 3 — интервалы перфорации

чала давление на устье нагнетательных скважин составляло 10 МПа, затем его увеличили до 15—16 МПа. В результате пластовое давление на линиях нагнетания возросло в среднем до 20 МПа при начальном 17,5 МПа. Эффективность такого повышения выразилась в увеличении приемистости скважин в 3—4 раза и возрастании мощности пластов, принимающей воду, почти в 2 раза. Эффект складывается из увеличения приемистости интервалов, ранее принимавших воду, возрастания работающей мощности этих интервалов, включения в работу новых интервалов, которые ранее воды не принимали (рис. 86). По данным ТатНИПИнефти, за период с 1960 по 1975 г. на Ромашкинском месторождении за счет повышения давления нагнетания в указанных пределах экономия капитальных и эксплуатационных затрат составила около 800 млн. руб. Столь высокий экономический эффект обусловлен тем, что повышение давления нагнетания требует относительно небольших капитальных затрат и дает быстрые результаты.

Повышение давления нагнетания имеет геологические ограничения. Необходимо учитывать вероятные последствия возможного гидроразрыва пласта. При внутриконтурном заводнении превышение давления нагнетания над давлением, при котором породы с той или иной литологической характеристикой подвержены гидроразрыву, может привести к преждевременным прорывам нагнетаемой воды к добывающим скважинам по образующимся трещинам. В условиях законтурного заводнения при высоком давлении нагнетания значительная часть закачиваемой в пласт воды может теряться в связи с ее оттоком в водоносную область водонапорной системы. Возрастает также вероятность перетока воды из разрабатываемого горизонта в соседние по разрезу продуктивные или водоносные горизонты с меньшим пластовым давлением.

Снижение забойного давления в добывающих скважинах по большинству эксплуатационных объектов возможно путем массового перевода скважин на механизированный способ эксплуатации. По залежам с низкой продуктивностью для обеспечения достаточных уровней добычи нефти механизированную эксплуатацию скважин следует применять с самого начала разработки. Высоко- и среднепродуктивные залежи могут продолжительное время (до появления значительной доли воды в добываемой продукции) разрабатываться с применением преимущественно фонтанного способа эксплуатации скважин. В 1956 г. А. П. Крыловым научно обоснована целесообразность снижения забойного давления путем применения механизированных способов эксплуатации и для залежей с высокой и средней продуктивностью.

Эффективность снижения забойного давления также можно проиллюстрировать на примере горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения. По этому горизонту фонтанирование безводных скважин прекращается при снижении забойного давления до 11,5 МПа. По мере обводнения продукции скважин давление, при котором прекращается фонтанирование, возрастает до 16 МПа. В среднем за период работы фонтанным способом забойное давление составляет 12,5—13 МПа. Давление насыщения нефти газом в среднем 9 МПа. Перевод на механизированный способ эксплуатации со снижением забойного давления до давления насыщения обеспечивает дополнительное увеличение депрессии на забое скважин в среднем на 3,5—4 МПа. В таком случае, по расчетам ТатНИПИнефти, за 20 лет после перехода на механизированную эксплуатацию (если этот переход осуществлен на ранних стадиях разработки) дополнительная добыча оценивается в 10—11% от суммарной добычи.

При дальнейшем снижении забойного давления в эксплуатационных скважинах следует учитывать интерференцию скважин. Как показали исследования Э. Д. Мухарского, на механизированную эксплуатацию необходимо переводить не только скважины, не способные фонтанировать, но и все (или

почти все) остальные скважины объекта разработки или его крупного участка, в том числе и устойчиво фонтанирующие. В противном случае механизированная эксплуатация простаивавших скважин приведет к снижению дебита фонтанных скважин, и в целом по объекту значительного прироста добычи не будет получено.

При неоднородном по разрезу строении эксплуатационного объекта снижение давления на забое добывающих скважин способствует и увеличению нефтеотдачи пластов, так как при этом обеспечивается включение в работу прослоев и пластов с пониженной проницаемостью, уменьшаются возможности заправки малопроницаемых прослоев попутной водой, скапливающейся в стволе скважины вследствие недостаточной скорости подъема жидкости.

С экономической точки зрения увеличение перепада давления путем снижения забойного давления менее эффективно, чем повышение давления нагнетания, так как перевод скважин на механизированную эксплуатацию — процесс более капиталоемкий. Тем не менее оно приносит значительный экономический эффект.

При определении допустимых минимальных значений забойного давления в добывающих скважинах следует учитывать следующее. Снижение забойного давления ниже давления насыщения допустимо по разным залежам лишь на 15—25 % от его величины. При большем снижении забойного давления разгазирование нефти в пласте может привести к снижению нефтеотдачи вследствие значительного проявления режима растворенного газа. При слабой цементации породы-коллектора, при наличии обширных водонефтяных или подгазовых зон необходимо обосновывать предельную величину забойного давления, при которой не происходит значительного выноса песка или конусообразования.

Необходимую величину перепада давления между областями питания и отбора и уровень определяющих ее давлений на линии питания и в зоне отбора обосновывают по каждому эксплуатационному объекту с учетом его геологопромысловых характеристики.

При низкой продуктивности залежей возрастает необходимость создания более высоких градиентов давления для обеспечения достаточно высоких уровней добычи нефти и соответственно необходимость все более полного использования геолого-технических возможностей применения высокого давления нагнетания воды и эксплуатации добывающих скважин при низком забойном давлении.

ФОНД СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 1. ФОНД СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Скважины представляют собой основную составляющую системы разработки месторождения, поскольку служат каналами для подъема УВ и попутных компонентов из недр, для получения информации о залежах, для управления процессами дренирования пластов.

Фонд скважин на месторождении (эксплуатационном объекте) подразделяется на группы по разным признакам — по назначению, по очередности бурения, по способам эксплуатации, по состоянию на отчетную дату, по времени ввода в эксплуатацию и т. д.

Количественное и качественное изменение фонда скважин во времени по объектам и месторождениям на конец каждого квартала отражается в специальных отчетных документах промыслово-геологической службы, на основании которых планово-экономическое подразделение составляет отчет по эксплуатации скважин нефтегазодобывающего предприятия в целом.

Ниже приводится краткая характеристика фонда скважин с делением его на группы по основным признакам.

Скважины эксплуатационного объекта (месторождения, предприятия в целом) по своему назначению подразделяются на следующие основные группы: добывающие, нагнетательные, специальные, вспомогательные.

Добывающие скважины по большинству эксплуатационных объектов составляют наибольшую часть фонда скважин. Они предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов.

Нагнетательные скважины предназначены для нагнетания в пласты различных агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежей. В зависимости от нагнетаемого агента (воды, пара, газа и др.) нагнетательные скважины называют водонагнетательными, паронагнетательными, газонагнетательными и др. При внедрении процесса внутрислоевого горения нагнетательные скважины одновременно выполняют функции зажигательных. Нагнетанию воздуха в них предшествует иницирование горения в призабойной зоне пласта.

Специальные скважины предназначены для проведения различного рода исследований с целью изучения параметров и состояния залежей при их подготовке к разработке и в процессе разработки. Эту группу скважин подразделяют на две подгруппы — оценочные и контрольные скважины.

Оценочные скважины используются для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров пластов. Их бурят по

особой технологии на разных этапах освоения и разработки месторождения с отбором керна из продуктивных пластов и проведением рационального комплекса геофизических исследований для оценки начальной, текущей и остаточной нефтегазонасыщенности.

Контрольные скважины предназначены для контроля за процессами, протекающими в пластах при разработке залежей нефти и газа. В эту подгруппу скважин входят пьезометрические и наблюдательные скважины.

Пьезометрические скважины служат для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления путем регистрации уровня жидкости в стволе, непосредственного измерения пластового давления глубинным манометром или замера давления на устье. Пьезометрические скважины обычно располагаются за контуром нефтеносности, т. е. в водоносной части пласта; по данным о поведении пластового давления в них составляется характеристика законтурной области. В последние годы в нефтяной промышленности к пьезометрическим стали относить и скважины, остановленные в пределах залежи для наблюдения за изменением пластового давления.

Наблюдательные скважины предназначены для наблюдения за характером вытеснения нефти из пластов — за перемещением ВНК, ГНК, ГВК, контакта нефти с нагнетаемыми в пласт агентами, за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов. Эти скважины бурят в пределах залежи. В газовой промышленности наблюдательные скважины используют также для точных замеров пластового давления. Конструкции скважин выбирают в зависимости от поставленных задач и возможных методов исследования. Так, на нефтяных месторождениях широко применяют конструкцию с неперфорированной эксплуатационной колонной, позволяющей с высокой результативностью применять нейтронные методы исследования нефтегазоводонасыщенности пластов.

Наряду со специальными скважинами для изучения процессов, протекающих в пластах, широко используют контрольно-эксплуатационные скважины. Возможности включения таких скважин в сеть специальных скважин особенно широки при разработке многопластовых месторождений. Для использования в качестве контрольно-эксплуатационных выбирают скважины, добывающие и нагнетательные, в которых перфорирована только часть продуктивных пластов разреза. При этом каждая скважина выполняет роль контрольной для неперфорированных пластов и добывающей или нагнетательной — для перфорированных. При разработке газовых месторождений к контрольно-эксплуатационным относят также скважины, в которых периоды эксплуатации чередуют с продолжительными остановками для проведения по разрабатываемому объекту исследований, свойственных наблюдательным скважинам.

Фонд специальных скважин частично создается за счет их

целенаправленного бурения, а частично — из числа скважин, которые уже выполнили поставленные ранее перед ними задачи. Так, в число пьезометрических переводят разведочные скважины, оказавшиеся за пределами залежи, а также добывающие скважины, обводнившиеся в результате вытеснения из пласта нефти или газа водой. Оценочные скважины и значительную часть наблюдательных бурят специально. Возможен и перевод специальных скважин из одной подгруппы в другую. Например, после фиксации нейтронными методами факта полного обводнения пластов в наблюдательной скважине в последней с целью проверки полученных результатов производят перфорацию исследуемых пластов и испытание их на приток. После подтверждения данных об обводненности пластов скважина может использоваться в качестве пьезометрической.

К числу *вспомогательных* скважин на месторождении относят водозаборные и поглощающие скважины. Водозаборные — это скважины, предназначенные для отбора воды из водонапорного горизонта с целью нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке месторождения. Поглощающие (сбросовые) скважины используются в необходимых случаях для захоронения попутных и других промысловых вод в глубокие водоносные горизонты, если эти воды не могут быть включены в систему заводнения пластов (см. главу XVIII).

В качестве вспомогательных, так же как и специальных, используются скважины, целенаправленно пробуренные или переведенные из других групп.

§ 2. СКВАЖИНЫ С РАЗНОЙ ОЧЕРЕДНОСТЬЮ БУРЕНИЯ

Первую очередь скважин на залежах нефти и газа составляют разведочные скважины, которые по окончании разведки переводятся в основном в добывающие и частично — в нагнетательные.

Нефтяные залежи небольших размеров могут на 1—2 года вводиться в опытную (пробную) эксплуатацию для получения дополнительных данных, необходимых для обоснования системы и показателей разработки. На этом этапе допускается бурение в различных частях залежи небольшого числа добывающих скважин, которые впоследствии будут вписаны в сетку добывающих и нагнетательных скважин. Такие скважины называют опережающими добывающими скважинами. Эксплуатация разведочных и опережающих скважин, освоение под закачку воды двух-трех скважин позволяют уточнить представления о режиме залежи, продуктивности и приемистости скважин, устойчивости пластов-коллекторов против разрушения, характере обводнения скважин и др.

При значительной площади нефтеносного объекта, когда опытная эксплуатация залежи в целом практически невоз-

можно и нецелесообразно из-за больших масштабов работ по обустройству территории, проводят опытно-промышленную эксплуатацию наиболее представительного участка залежи. На выбранном участке бурят и эксплуатируют опережающие добывающие и нагнетательные скважины по сетке, применяемой обычно при разработке в подобных геологических условиях. Таким образом создают фрагмент будущей системы разработки нефтяного эксплуатационного объекта в целом. Опережающие скважины бурят на основании проектов опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Последующее бурение осуществляется в соответствии с технологической схемой и затем — с проектом разработки. Как показано в § 3 главы X, проектным документом на разработку предусматриваются основной и резервный фонды скважин. В первую очередь бурят скважины основного фонда, т. е. скважины, расположенные по равномерной или равномерно-переменной сетке в установленных границах площади размещения проектных скважин. В дальнейшем на плохо вырабатываемых участках бурят скважины резервного фонда, в результате чего размещение скважин становится неравномерным, соответствующим характеру неоднородности эксплуатационного объекта.

При резкой мезо- и макронеоднородности, переходящей в прерывистость пластов-коллекторов со сложной конфигурацией зон их распространения по площади, а также при осложненности строения объекта многочисленными тектоническими нарушениями сплошное разбуривание участка с бурением по ряд всех проектных скважин основного фонда может привести к получению значительного количества непродуктивных скважин, попавших в зоны отсутствия коллекторов или в законтурные области пластов в тектонических блоках. Для предотвращения этого в указанных условиях бурение скважин основного фонда ведут по принципу от «известного к неизвестному». При этом, опережая главный фронт буровых работ, перемещаемый в определенном направлении, выборочно (с пропуском нескольких фондовых точек) бурят отдельную скважину и по полученным результатам решают вопрос о целесообразности бурения соседних скважин. При наличии в этой скважине продуктивного пласта на соседние проектные скважино-точки также переводятся буровые станки, при отсутствии пласта бурение соседних проектных скважино-точек отменяется. При таком порядке разбуривания количество непродуктивных скважин сводится до минимума. На многопластовом месторождении «сухие» скважины переводят на другие эксплуатационные объекты. При наличии на месторождении одного объекта их ликвидируют, в соответствии с требованиями Госгортехнадзора СССР, без спуска эксплуатационных колонн.

Разбуривание газового месторождения осуществляют в несколько ином порядке. Первую очередь добывающих скважин составляют разведочные скважины. По небольшим объектам

их количество иногда оказывается достаточным для обеспечения установленного максимального уровня добычи газа. По средним и крупным месторождениям вслед за разведочными бурят первую очередь добывающих скважин, необходимых для выхода на максимальный уровень добычи. Затем в течение второй стадии разработки бурят дополнительные скважины для поддержания достигнутого максимального уровня добычи, что необходимо в связи с падением дебита и выключением из работы ранее пробуренных обводнившихся скважин.

§ 3. УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЙ ФОНДА СКВАЖИН

Фонд скважин каждого действующего эксплуатационного объекта, месторождения и предприятия в целом находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин: обычно на I и II стадиях разработки оно постепенно возрастает, на III и IV — уменьшается¹. Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает. Скважины могут переходить из одной группы в другую. Так, при внедрении внутриконтурного заводнения первое время часть нагнетательных скважин может использоваться в качестве добывающих. При разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти из последних способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины также осваивают под закачку воды, т. е. переводят в группу нагнетательных. С целью постепенного развития системы заводнения для улучшения воздействия на участки залежи, недостаточно вовлеченные в разработку, практикуют перевод части обводнившихся добывающих скважин в нагнетательные.

Изменяется состояние скважин. В основном они должны находиться в работе, но могут быть и в ремонте или простаивать по различным причинам.

Для регистрации движения фонда скважин на конец каждого квартала (года) по эксплуатационному объекту и месторождению в целом составляется отчет «Фонд скважин» (табл. 12). В отчете отражается весь фонд скважин, числящихся по эксплуатационному объекту (месторождению, нефтегазодобывающему предприятию) на конец квартала (года). Отчет на конец четвертого квартала характеризует фонд на конец отчетного года. Отчеты составляют отдельно для нефтяных и газовых скважин.

¹ О стадиях см. § 1 главы XII.

В фонде скважин в отчете выделяются эксплуатационный фонд и другие группы скважин.

Эксплуатационный фонд — основная часть фонда, включающая действующие и бездействующие добывающие скважины, а также скважины, осваиваемые или ожидающие освоения после бурения для добычи из них продукции.

Таблица 12. Форма отчета «Фонд скважин»

№ п/п	Состав фонда	Число скважин	№ п/п	Состав фонда	Число скважин
1	Эксплуатационный фонд		11	Всего эксплуатационный фонд скважин (4 + 8 + 9)	
2	Дающие нефть (газ)		12	Другие группы скважин	
3	Остановленные в последнем месяце отчетного квартала из числа давших добычу в этом месяце		13	Нагнетательные	
4	В том числе находящихся в ремонте		14	В том числе действующие	
5	Итого действующих (1 + 2)		15	Специальные (контрольные оценочные)	
6	Выбывшие из действующих в отчетном году		16	Водозаборные и дающиегодобромную и техническую воду	
7	Выбывшие из действующих в предыдущие годы		17	Поглощающие для сброса сточных вод и прочие	
8	В том числе находящихся в ремонте		18	Находящиеся в консервации	
9	Итого бездействующих (5 + 6)		19	Находящиеся в ожидании ликвидации	
10	Осваиваемые и ожидающие освоения после бурения		20	Ликвидированные после эксплуатации	
	В том числе находящихся в работах по освоению			Ликвидированные после бурения	

К действующим относят скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода, в том числе:

скважины, дающие нефть (газ), т. е. дающие продукцию на конец последнего дня отчетного квартала (включая скважины, находящиеся на наполнении жидкости при периодической эксплуатации);

скважины, которые в последнем месяце квартала давали продукцию даже в небольшом количестве, но остановлены в этом месяце и находятся в ремонте или простое по любой причине.

К бездействующим относят скважины, ранее эксплуатировавшиеся на нефть (газ), но не давшие продукции в течение последнего месяца отчетного периода, в том числе:

выбывшие из действующих в отчетном году, т. е. остановленные в текущем году и в декабре прошлого года (последние на 1 января отчетного года числились в фонде действующих скважин);

выбывшие из действующих в предыдущие годы, т. е. остановленные до 1 декабря предыдущего года.

К скважинам, осваиваемым или ожидающим освоения после бурения, относят скважины, принятые после бурения для последующей эксплуатации на нефть (газ), а также скважины, переведенные для этой цели из числа нагнетательных, специальных, законсервированных и др., если ранее они никогда продукции не давали.

Указываемые в отчете другие группы скважин соответствуют показанным в § 1 настоящей главы группам скважин, не предназначенных и не используемых для эксплуатации на нефть или газ. При этом в группы нагнетательных, специальных, вспомогательных (водозаборные, поглощающие) включают все скважины: действующие, выбывшие в бездействие в отчетном и предыдущих годах, находящиеся в освоении и ожидании освоения. В группе нагнетательных скважин отдельно выделяют действующие скважины, которые определяются по тому же принципу, что и действующие добывающие скважины (т. е. находятся в работе в конце последнего дня отчетного квартала), с тем отличием, что их действие связано с закачкой воды или другого рабочего агента.

В другие группы скважин входят также скважины, находящиеся в консервации, в ожидании ликвидации, ликвидированные после эксплуатации и ликвидированные после бурения. Находящиеся в консервации — это скважины, которые в какой-то период не могут быть использованы ни для какой цели и на которые в связи с этим оформлено разрешение о консервации на определенный срок. В эту группу включаются все законсервированные скважины независимо от их назначения и причин консервации. После окончания срока консервации скважину, если она не подлежит ликвидации, переводят в соответствующую часть фонда.

Находящиеся в ожидании ликвидации — это скважины, на которых проводят работы по ликвидации, или скважины, документы на ликвидацию которых направлены в соответствующие органы.

Ликвидированные — это скважины, ликвидация которых оформлена в установленном порядке и ликвидационные работы на которых уже выполнены. Ликвидированные после эксплуатации — скважины, которые после завершения эксплуатации не могли быть использованы в других целях; ликвидированные после бурения — скважины, непригодные для использования по различным причинам: прекращенные бурением по техническим или геологическим причинам, выполнившие свое геологическое назначение, непродуктивные и т. п.

§ 4. ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ С РАЗНЫМ ВРЕМЕНЕМ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

По времени ввода в эксплуатацию выделяют две категории скважин эксплуатационного фонда — старые и новые скважины. Выделение этих категорий используется при составлении отчетности по добыче нефти (газа) и при планировании добычи и объемов бурения на предстоящий год и на более продолжительные периоды (см. главу XVII).

К категории *старых* относят скважины, которые впервые были введены в эксплуатацию на нефть (газ) в предыдущие годы, т. е. до 1 января отчетного года, в том числе:

скважины, перешедшие с прошлого года, т. е. те старые скважины, которые на 1 января отчетного года находились в действующем фонде;

скважины, восстановленные из бездействия, т. е. старые скважины, которые в прошлые годы давали нефть (газ), но были остановлены до 1 декабря предыдущего года и на 1 января текущего года числились в бездействии или вообще были исключены из эксплуатационного фонда и числились в других группах скважин.

К категории *новых* скважин относят скважины, которые в отчетном году впервые введены в эксплуатацию на нефть (газ) из бурения или из освоения после бурения прошлых лет, а также скважины, переведенные из других групп, если они ранее не эксплуатировались на нефть (газ).

В течение отчетного года перевод скважины из одной категории в другую не производят, хотя она может побывать в течение года в разных группах эксплуатационного фонда или перейти из него в другие группы скважин.

Раздел четвертый

ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Глава XII

ДОБЫЧА НЕФТИ, ГАЗА, ПОПУТНОЙ ВОДЫ

§ 1. ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ВОДЫ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Результаты разработки эксплуатационного объекта или его части (пласта, блока, участка) характеризуются такими основными показателями, как текущая (годовая, квартальная, месячная) и суммарная (накопленная) добыча нефти, газа, воды, жидкости. Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разработки во времени в зависимости от нефтеотдачи (газоотдачи) или от степени использования извлекаемых запасов принято называть *динамикой* соответствующих показателей разработки. При анализе разработки эксплуатационных объектов и при обобщении опыта разработки групп эксплуатационных объектов обычно используют годовые показатели.

Основные показатели разработки выражают в абсолютных единицах измерения (добыча нефти, воды, жидкости в тыс. т, добыча газа в млн. м³). Для сравнительного анализа результатов разработки эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах. При этом годовую добычу нефти (газа) характеризуют темпом разработки, т. е. определяют ее объем в % от начальных извлекаемых запасов нефти (газа). Годовой отбор жидкости (из нефтяных объектов) выражают в % от начальных извлекаемых запасов нефти. Годовую добычу нефти (газа) характеризуют также темпом отбора остаточных извлекаемых запасов, т. е. ее объемом в % от остаточных (текущих) запасов нефти (газа).

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем обводненности продукции, показывающим содержание воды в % в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода). Накопленную с начала разработки на определенную дату добычу нефти (газа) выражают в % от начальных балансовых запасов нефти (газа) — показатель текущей нефтегазоотдачи, и в % от начальных извлекаемых запасов — показатель степени использования извлекаемых запасов.

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. 87).

I стадия — стадия освоения эксплуатационного объекта, характеризующаяся 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;

II стадия — стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи или максимальным темпом разработки; на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию остав-

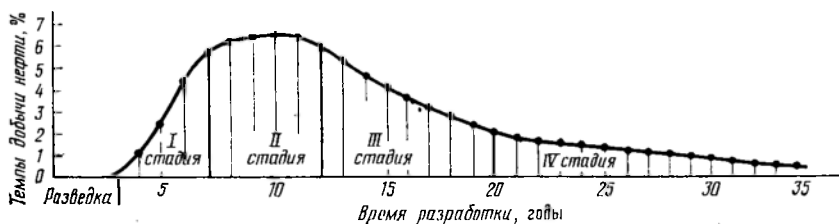


Рис. 87. Стадии разработки эксплуатационного объекта

шие скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки (см. гл. XVI);

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, что и в III.

Границы между стадиями разработки устанавливают следующим образом. 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%. Предшествующие II стадии годы относят к I стадии разработки. Границу между II и III стадиями проводят между

последним годом II стадии и первым после него годом с добычей, отличающейся от максимальной более чем на 10%. Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение, в которой темп разработки равен 2%. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. В литературе нередко I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV — в поздний периоды разработки.

Характер динамики основных показателей разработки эксплуатационных объектов многообразен и в первую очередь зависит от геологопромысловых особенностей залежей. Внедрение рациональных систем разработки и проведение работ по ее регулированию позволяют в значительной мере, но далеко не полностью нивелировать разницу в динамике основных показателей, обусловленную неодинаковой геологической характеристикой объектов.

Добыча нефти. I стадию разработки характеризуют главным образом темпы роста добычи нефти, обуславливающие ее продолжительность. 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. Очевидно, что продолжительность I стадии может быть сокращена за счет увеличения производственной мощности и улучшения организации работы буровых и строительных подразделений, осваивающих объект. По разным объектам продолжительность I стадии изменяется от одного года до 7—8 лет и более.

II стадия характеризуется величиной максимальных темпов разработки объекта, продолжительностью, долей отбора извлекаемых запасов к моменту ее окончания. Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их 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. Малая продуктивность, обусловленная низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти и другими факторами, частично может быть восполнена реализацией более активной системы разработки. Геологические факторы, обуславливающие увеличение продолжительности I стадии разработки, снижают и величину максимальных темпов разработки. Так, при большой площади нефтеносности в связи с большой продолжительностью I стадии II стадия начинается, когда разбурено лишь 60—70% площади эксплуатационного объекта, т.е. когда не все запасы вовлечены в разработку. К этому времени уже начинается снижение добычи в разбуренной части объекта вследствие обводнения скважин. Дальнейшее разбуривание и ввод новых скважин позволяют лишь компенсировать падение

добычи по ранее пробуренным скважинам, т. е. приводят к увеличению продолжительности II стадии разработки. Таким образом, продолжительность I стадии и темпы добычи нефти на II стадии тесно взаимосвязаны. Следовательно, увеличение максимальных темпов добычи, так же как и сокращение продолжительности I стадии, может быть достигнуто путем увеличения производственных мощностей организаций, осваивающих месторождение. Положительному решению этих задач может способствовать также правильная последовательность выполнения технологических мероприятий, предусмотренных проектным документом на разработку. На I стадии разработки следует ограничиваться осуществлением той части проектных технологических мероприятий, которые необходимы для обеспечения максимальных темпов разработки и сокращения продолжительности первой стадии.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от одного-двух годов до 8—10 лет. Наименьшая продолжительность характерна:

для залежей с повышенным соотношением вязкостей нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях (т. е. с относительной вязкостью пластовой нефти μ_0 более 5—10), по которым максимальные темпы разработки, обычно не превышающие 7—8 %, не удается удерживать в течение продолжительного времени из-за прогрессирующего обводнения скважин;

для высокопродуктивных залежей небольшого размера, по которым достигнут весьма высокий темп добычи нефти.

Доля извлекаемых запасов, отбираемая к концу II стадии, т. е. к началу падения добычи нефти, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При малых значениях μ_0 (менее 5) она составляет около 50 %, а при более высоких — около 35 %. Называя эти ориентировочные цифры, следует сделать два замечания.

1. Для предотвращения преждевременного падения добычи нефти на нефтяных эксплуатационных объектах (при меньшем отборе запасов, чем указано выше) необходимо в течение II стадии проводить большой комплекс геолого-технологических мероприятий по совершенствованию системы разработки и ее регулированию.

2. Если к концу II стадии без особых усилий по регулированию разработки из объекта отобрано 65—70 % или более извлекаемых запасов, это обычно указывает на то, что фактические извлекаемые запасы объекта больше подсчитанных. При раннем снижении добычи, происходящем несмотря на активную работу по регулированию разработки, можно предполагать завышенность подсчитанных запасов или недостаточность проектных технологических решений по разработке объекта.

Весьма сложной является III стадия разработки, на которой вследствие истощения значительной части запасов проис-

ходит неизбежное падение добычи нефти. На этой стадии из разных объектов отбирается 30—50 % извлекаемых запасов нефти. Нарастающая в этот период обводненность продукции усложняет работу по извлечению нефти из пластов. Резко возрастает объем мероприятий по регулированию разработки, осуществляемых с целью замедления падения добычи и ограничения отборов попутной воды, уже не выполняющей полезной работы по вытеснению нефти из пластов.

Для характеристики III стадии весьма показателен среднегодовой темп падения добычи. Обобщение опыта разработки при вытеснении нефти водой показало, что темпы падения добычи нефти на III стадии разработки на разных объектах зависят от показателей добычи на предшествующих стадиях — от величины максимальных темпов добычи нефти и от доли отбора извлекаемых запасов к началу падения добычи (а следовательно, и от тех геологических и других факторов, которые влияют на эти показатели).

С целью одновременного учета влияния этих двух показателей на темпы падения добычи на III стадии разработки М. М. Иванова [9] рекомендует использовать комплексный показатель, названный интенсивностью разработки до начала падения добычи. Этот показатель представляет собой произведение величины максимального темпа разработки объекта $(q_{\max}/Q_{\text{изв}}) \cdot 100\%$ на долю извлекаемых запасов нефти, отобранных к концу II стадии разработки $\sum_{i=1}^{t_{1+II}} q_i$:

$$I = (q_{\max}/Q_{\text{изв}}) \left[\left(\sum_{i=1}^{t_{1+II}} q_i \right) / Q_{\text{изв}} \right] 100 \%, \quad (\text{XII.1})$$

где q_{\max} — максимальная годовая добыча нефти; $Q_{\text{изв}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; q_i — годовая добыча нефти за i -й год первых двух стадий; t_{1+II} — продолжительность первых двух стадий разработки.

Средние темпы падения добычи по объекту на III стадии ($\bar{\Delta q}$) определяются как среднее арифметическое значение темпов падения за годы этой стадии. Годовые темпы падения добычи выражают отношением в % годового снижения добычи нефти к добыче предыдущего года:

$$\bar{\Delta q} = \left(\sum_{j=1}^{t_{III}} \Delta q_j \right) / t_{III} = \left\{ \sum_{j=1}^{t_{III}} [(q_{j-1} - q_j) / q_{j-1}] 100\% \right\} / t_{III}, \quad (\text{XII.2})$$

где q_j — добыча нефти за j -й год III стадии; q_{j-1} — добыча нефти за год, предшествующий j -му; t_{III} — продолжительность третьей стадии; Δq_j — падение добычи нефти за j -й год III стадии.

В результате анализа фактических данных по большой группе объектов, длительно разрабатывавшихся с вытеснением

нефти водой, Ю. И. Брагиным получена прямолинейная зависимость $\overline{\Delta q}(I)$, показанная на рис. 88.

Зависимость описывается формулой

$$\overline{\Delta q} = 2,85 + 3,45I. \quad (\text{XII.3})$$

Из рис. 88 видно, что в зависимости от интенсивности разработки объектов до начала падения добычи среднегодовое падение добычи на III стадии на объектах, завершаемых разработкой, изменяется от 2 до 30—35%. Небольшие темпы падения добычи обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для залежей маловязкой нефти темпы падения

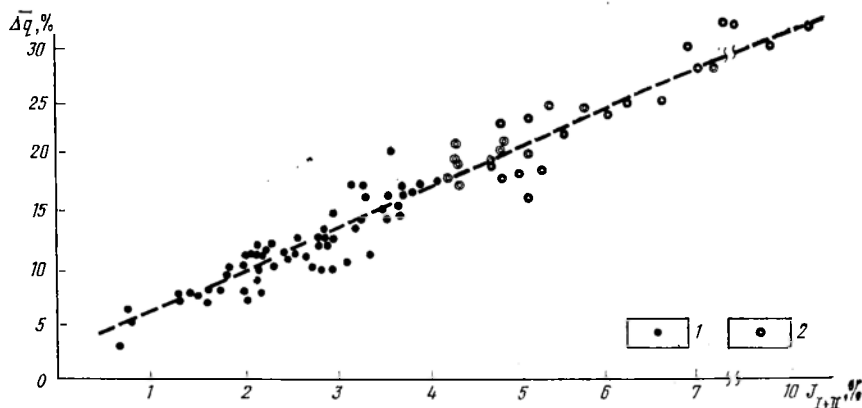


Рис. 88. Зависимость среднегодовых темпов падения добычи $\overline{\Delta q}$ из эксплуатационных объектов на III стадии разработки от интенсивности J_{I+II} использования запасов в предшествующий период разработки (по Ю. И. Брагину).

Эксплуатационные объекты, завершаемые разработкой, с продуктивностью:
1 — небольшой и средней; 2 — высокой

выше и достигают наибольших значений при сочетании высокой проницаемости и умеренной неоднородности пластов, небольших размеров объекта и других геологических факторов, обеспечивающих высокую интенсивность разработки залежей до начала падения добычи.

Высокие темпы падения добычи на III стадии разработки, обусловленные весьма интенсивной разработкой залежей до начала падения добычи и особенно очень высокими максимальными темпами разработки, могут вызывать нежелательные последствия. В случаях, когда эксплуатационный объект обеспечивает значительную долю общей добычи нефтедобывающего района, быстрое падение добычи из него после достижения высоких темпов разработки приводит к неустойчивости уровня добычи по району в целом. Это может отрицательно сказаться на развитии народного хозяйства района. В связи с этим в настоящее время при проектировании разработки эксплуатационных

объектов с благоприятной геологопромысловой характеристикой темпы добычи нефти на II стадии обычно устанавливаются несколько ниже геологически возможных. Это позволяет увеличить продолжительность II стадии, сделать менее ощутимым падение добычи на III стадии, создать благоприятные условия для проведения работ по контролю и совершенствованию разработки.

На небольших залежах, которые расположены в пределах многопластового месторождения или сгруппированы на одной площади и для которых создана единая система сбора и подготовки нефти и предусмотрен последовательный их ввод в разработку через определенные интервалы времени, возможные высокие темпы разработки каждого из объектов могут не ограничиваться. При этом на месторождении или группе залежей в целом будет продолжительное время обеспечиваться устойчивый уровень добычи.

По малопродуктивным залежам существенных ограничений максимальных темпов разработки, и без того невысоких, обычно не вводится.

Накопленный опыт разработки залежей показывает, что в условиях вытеснения нефти водой при должном совершенствовании систем разработки к концу III стадии, т. е. за основной период разработки, можно отбирать из объектов 75—90 % извлекаемых запасов. Нижний предел этого интервала показателен для залежей с высокой вязкостью пластовой нефти. При малой вязкости нефти и хороших фильтрационных свойствах пород-коллекторов использование запасов за основной период разработки может составлять 80—90 %.

Продолжительность IV стадии обычно велика и нередко соизмерима с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии из объектов при темпах разработки 2 % и менее (средние темпы около 1 %) отбирается 10—25 % извлекаемых запасов нефти.

Обводнение продукции нефтяных эксплуатационных объектов. При разработке эксплуатационных объектов с вытеснением нефти из пластов водой возрастает содержание воды в продукции скважин и объекта в целом.

Обводненность B продукции, добытой за определенный период (месяц, квартал, год), определяется по формуле

$$B = (q_v/q_{ж}) \cdot 100 \%, \quad (\text{XII.4})$$

где q_v — количество попутной воды, полученной за определенный период; $q_{ж}$ — количество жидкости (нефть + вода), добытой за тот же период.

На каждом объекте в процессе его разработки обводненность продукции возрастает от нуля или нескольких процентов до 97—99 %. Однако динамика обводнения объектов с разной геологопромысловой характеристикой неодинакова.

Динамика обводнения продукции по мере отбора извлекаемых запасов на ряде эксплуатационных объектов показана на рис. 89.

Кривые для объектов с малой относительной вязкостью пластовой нефти (до 5) располагаются в правой части рис. 89. При малой вязкости нефти на I стадии разработки из объектов отбирают практически безводную нефть. Значительный рост обводнения продукции начинается в конце II или на III стадии.

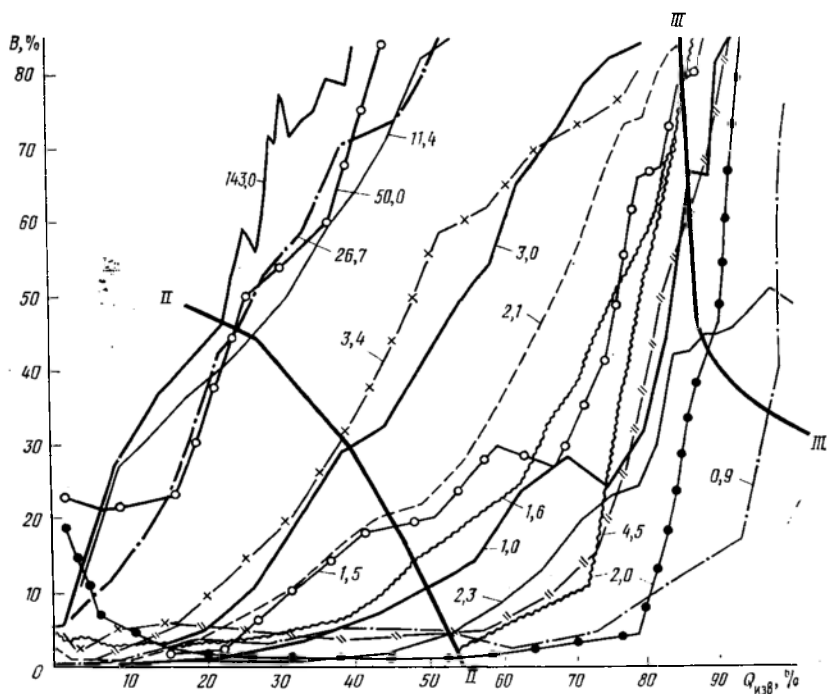


Рис. 89. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти.

Цифры у кривых — относительная вязкость пластовой нефти; V — обводненность продукции; $Q_{изв}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; II—II, III—III — границы соответствующих стадий разработки

В конце завершающего периода разработки темпы роста обводнения снижаются. В целом кривые, соответствующие залежам маловязкой нефти, обычно вогнуты относительно оси «обводненность продукции», реже — близки к прямым линиям. В период высокого обводнения продукции (80—85 %) из таких залежей отбирают не более 10—20 % извлекаемых запасов нефти. Расхождение этих кривых обусловлено различием геологических особенностей залежей, а также технологии их разработки. Кривые, занимающие более высокое положение, отражающее ускоренный рост обводнения продукции, соответствуют объектам

с большей неоднородностью продуктивных пластов, с большими относительными размерами водонефтяных зон, с повышенной вязкостью нефти в диапазоне ее значений, соответствующем маловязким нефтям, поскольку при такой геологической характеристике усложняется процесс вытеснения нефти водой. При этих неблагоприятных геологических условиях тенденция некоторого убыстрения обводнения продукции отмечается в связи с разрежением сеток скважин. Значительные различия темпов обводнения обуславливают тот факт, что на объектах с маловязкой нефтью III стадия разработки завершается с самой различной обводненностью продукции — от 30 до 85 % и иногда более.

Кривые обводнения продукции эксплуатационных объектов с высокой относительной вязкостью нефти располагаются в левой части рис. 89. На таких объектах обводнение продукции начинается с первых лет разработки и нарастает быстрыми темпами вплоть до 80—85 %. После этого рост обводненности замедляется, и кривые выполаживаются. В период разработки залежей при высокой обводненности — более 80—85 % — из недр добывается половина и более извлекаемых запасов нефти. III стадия завершается при высокой обводненности продукции — более 85 %. Таким образом, кривые для залежей с высокой вязкостью нефти в отличие от кривых для залежей маловязких нефтей выпуклы относительно оси «обводненность продукции». Они располагаются на рис. 89 довольно тесно, что указывает на превалирующую роль вязкости нефти в темпах обводнения продукции и на относительно меньшую их зависимость от других геологопромысловых факторов при высокой вязкости нефти.

Следует отметить, что бесконтрольная или нерегулируемая эксплуатация скважин и пластов может приводить к повышению темпов роста обводнения продукции по сравнению с предопределенными геологопромысловой характеристикой залежи. Поэтому необходимо четкое выполнение соответствующей конкретным условиям программы работ по ограничению отборов той воды, которая не выполняет работы по вытеснению нефти из пластов. В то же время проведение необоснованных мероприятий по ограничению отборов попутной воды (путем вывода из эксплуатации скважин с относительно невысокой обводненностью, изоляции дающих воду пластов с незакончившимся процессом вытеснения нефти и др.) может неоправданно замедлять рост обводнения продукции, приводить к повышенным потерям нефти в недрах.

Темпы отбора жидкости. В условиях роста обводнения добываемой продукции заданная динамика добычи нефти обеспечивается лишь при достаточных темпах годовых отборов жидкости $Z_{ж}$:

$$Z_{ж} = (q_{ж}/Q_{изв}) \cdot 100 \%, \quad (\text{XII.5})$$

где $Z_{ж}$ — темпы отбора жидкости; $q_{ж}$ — годовой отбор жидкости; $Q_{изв}$ — начальные извлекаемые запасы нефти объекта.

Оптимальная динамика годовых отборов жидкости тесно связана с динамикой добычи нефти и обводнения продукции и, следовательно, с теми геологопромисловыми факторами, которые на них влияют.

Для залежей маловязкой нефти основное значение имеет характер динамики отбора жидкости на III стадии разработки. Обобщение опыта разработки таких залежей позволяет выделить следующие три разновидности динамики годовых отборов жидкости в течение III стадии: а) постоянное снижение; б) сохранение на уровне II стадии разработки; в) постепенное наращивание с превышением в конце стадии уровня, достигнутого на второй стадии, в 1,5—2,5 раза.

Снижение отборов жидкости на III стадии разработки (рис. 90, а) характерно главным образом для высокопродуктивных эксплуатационных объектов небольших размеров, которым свойственны высокие темпы добычи нефти на II стадии и низкая обводненность продукции (30—50 %) к концу основного периода.

Сохранение на III стадии разработки постоянных отборов жидкости на уровне отборов II стадии (рис. 90, б) присуще высокопродуктивным объектам значительных размеров, на которых обводненность продукции к концу III стадии обычно составляет 50—70 % (в связи с большими размерами водонефтяных зон) и темпы добычи нефти на II стадии достигают 6—7 % начальных извлекаемых запасов.

Постепенное повышение отборов жидкости на III стадии разработки (рис. 90, в) характерно для залежей нефти, приуроченных к продуктивным пластам с весьма неоднородным строением или низкой проницаемостью пород-коллекторов, особенно при больших размерах площади нефтеносности и водонефтяных зон. В этих условиях необходимость повышения отборов жидкости предопределяется относительно низкими темпами добычи нефти и жидкости на II стадии и высокой обводненностью продукции в конце III стадии (70—85 %, иногда и более).

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

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

Количество проходящей через залежь воды и конечная нефтеотдача. Процесс вытеснения нефти водой из пласта существенно отличается от поршневого вследствие диспергирования нефти. В связи с этим отбираемый из залежи объем нефти вытесняется значительно большим объемом воды. Количество проходящей через залежь (промывающей пласт) воды — один из факторов, влияющих на величину коэффициента извлечения

нефти, причем значение этого фактора возрастает с ухудшением геолого-физических показателей эксплуатационного объекта.

Для изучения зависимости величины коэффициента извлечения нефти от количества прошедшей через залежь (внедрившейся в залежь) воды строится специальный график, называемый характеристикой вытеснения, на оси абсцисс которого откладывают количество прошедшей через залежь воды, на оси

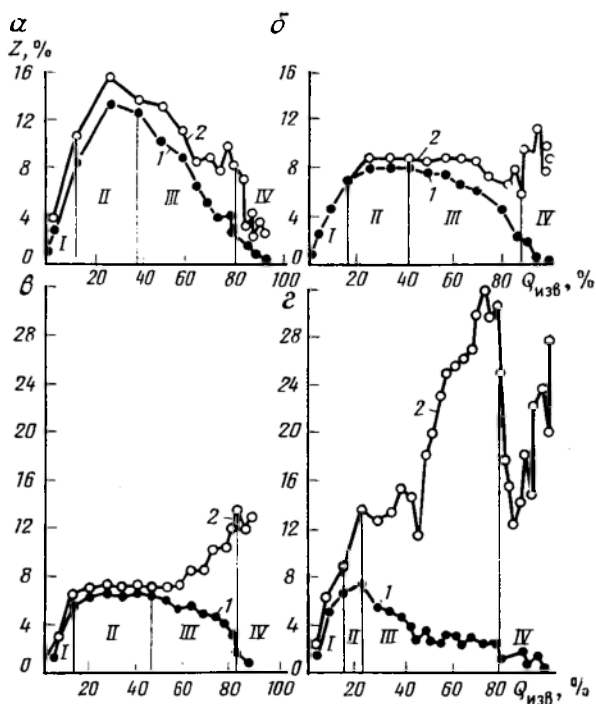


Рис. 90. Разновидности динамики добычи нефти (1) и отбора жидкости (2) из залежей.

a — *г* — залежи с различными геологопромысловыми характеристиками; I—IV — стадии разработки; *Z* — темпы добычи нефти и отбора жидкости; $Q_{изв}$ — начальные извлекаемые запасы нефти

ординат — значение коэффициента извлечения нефти. Количество воды при этом выражают через объем пор пласта, первоначально занятый нефтью. За величину нефтенасыщенного объема пор принимают объем начальных балансовых (геологических) запасов нефти в пластовых условиях. На рис. 91 приведены характеристики вытеснения, примерно соответствующие разновидностям динамики отбора жидкости, показанным на рис. 90. Начальные участки кривых, представленные прямолинейными отрезками, соответствуют периоду безводной эксплуатации. С появлением воды в продукции кривые отклоняются от прямолинейной формы. Видно, что с усложнением геолого-физи-

ческой характеристики эксплуатационных объектов количество объемов воды, внедряющихся в залежь, возрастает с 1,5—2 до 6—7 и более. При этом из высокопродуктивной залежи 1 основная часть запасов нефти извлечена в результате прохождения первого объема воды, с внедрением второго объема связан относительно небольшой прирост коэффициента извлечения нефти. Чем хуже характеристика залежей, тем все более снижается эффективность внедрения первого объема воды и возрастает эффективность внедрения следующих объемов. Несмотря на промывку пластов большим количеством воды, на залежах с менее благоприятной характеристикой достигается меньшая величина коэффициента извлечения нефти. Если на наиболее высо-

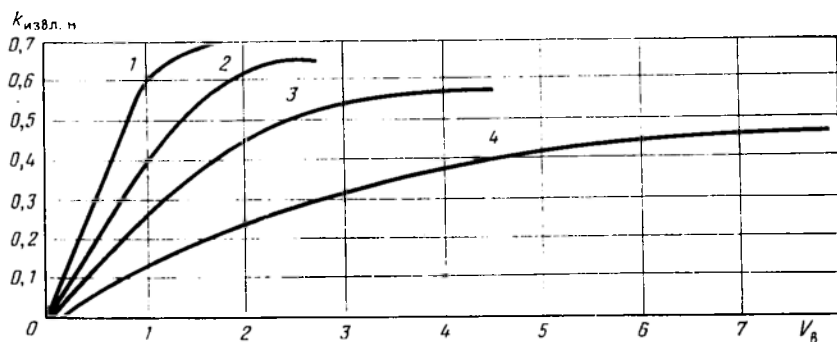


Рис. 91. Характеристики вытеснения нефти водой при разработке залежей. Залежи: 1—3 — маловязкой нефти (с увеличением номера геологопромысловая характеристика залежи ухудшается), 4 — высоковязкой нефти; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти; $V_в$ — объемы внедрившейся воды

копродуктивных залежах он может достигать 0,6—0,7, то на залежах маловязкой нефти в неоднородных пластах не превышает 0,5—0,55. При высокой вязкости нефти внедрение в залежь 7—8 объемов воды обуславливает коэффициент извлечения нефти не больше 0,4—0,45.

Из изложенного видно, что для каждой залежи особенности изменения разных показателей разработки тесно связаны между собой и во многом определяются ее геологопромысловой характеристикой.

Приведенная характеристика динамики основных показателей разработки нефтяных эксплуатационных объектов при вытеснении нефти из пластов водой, полученная в результате обобщения опыта разработки, используется при обосновании возможных показателей разработки новых залежей, для критической оценки проектных показателей, полученных в результате гидродинамических расчетов.

На газовых эксплуатационных объектах весь период разработки одни специалисты подразделяют на

три стадии (периода), другие — на четыре. В первом случае III стадия отвечает III+IV стадиям разработки нефтяных объектов. Исходя из целесообразности унификации понятий, следует период разработки газовых залежей, так же как и нефтяных, делить на четыре стадии.

I стадия — период бурения первой очереди добывающих скважин и наращивания добычи газа.

II стадия — период относительно постоянной высокой добычи, поддерживаемой дополнительным бурением скважин и при возможности — увеличением депрессии на забой скважин. Поскольку между II и соседними стадиями обычно четких границ нет, к ней условно относят годы наибольшей добычи и соседние с ними годы, в которых годовой рост добычи (в начале III стадии) или падение добычи (в конце II стадии) не превышают 10 %.

III стадия — период интенсивного падения добычи.

IV стадия — завершающий период разработки, характеризующийся низкими отборами газа.

Обобщение опыта разработки газовых залежей, выполненное А. Л. Козловым, П. Г. Шмыглей, М. Л. Фишем, И. А. Леонтьевым, Е. Н. Храменковым и другими исследователями, свидетельствует о том, что для небольших залежей с запасами до 3 млрд. м³ основные показатели динамики добычи газа (продолжительность стадий, степень использования запасов за стадию и др.) изменяются в широком диапазоне значений. Это обусловлено различиями в их продуктивности, в необходимом количестве добывающих скважин, подлежащих бурению, в темпах освоения залежей. С увеличением размеров залежей диапазон значений показателей сужается, особенно для крупных по запасам залежей, служащих источниками снабжения газом удаленных потребителей, заинтересованных в продолжительных устойчивых поставках газа. Задачи газоснабжения обуславливают необходимость продления IV стадии разработки и, следовательно, некоторого ограничения темпов разработки в этом периоде.

Продолжительность I стадии на залежах с запасами газа до 3 млрд. м³ часто не превышает одного года, иногда эта стадия совсем отсутствует, но нередко она продолжается 10 лет и более. На объектах с запасами 20—50 млрд. м³ она длится от 2 до 10 лет, а на крупных объектах — от 4 до 8 лет.

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

К концу II стадии, т. е. к началу интенсивного падения добычи, на большинстве объектов отбирается 40—70 % балансо-

вых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу основного периода 60—70 % балансовых запасов. Это существенно отличает динамику добычи газа от динамики добычи нефти. Из нефтяных эксплуатационных объектов к началу падения добычи отбирается 30—50 % извлекаемых запасов, что соответствует всего 15—35 % балансовых запасов. Таким образом, на газовых объектах к концу II стадии достигается намного более высокая текущая газоотдача. II стадию на газовых объектах завершают в то время, когда дальнейшее увеличение газодобывающих мощностей становится экономически нецелесообразным.

На III стадии из газовых объектов отбирают 20—30 % запасов газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при водонапорном режиме). Продолжительность III стадии и соответственно скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяется характером динамики добычи газа на первых двух стадиях. IV стадия, завершаемая при приближении к минимальной рентабельной добыче из объекта, так же как и на нефтяных объектах, по продолжительности соразмерна с первыми тремя стадиями, вместе взятыми.

На газоконденсатных залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на газовых залежах. При разработке газоконденсатных месторождений с реализацией сайклинг-процесса часть газа, закачиваемого после выделения из него конденсата обратно в пласт, в товарной продукции не учитывается. Вследствие этого динамика годовой добычи газа будет носить иной характер.

Вопросы поиска закономерностей в динамике показателей, характеризующих отборы попутной воды, для газовых залежей менее актуальны, поскольку при газовом режиме поступление воды в залежь и в скважины отсутствует или невелико, а при водонапорном режиме отбор попутной воды ограничивают путем изоляционных работ и выключения скважин, дающих воду.

§ 2. ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ, ГАЗА, ОБВОДНЕННОСТЬЮ ПРОДУКЦИИ, ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ. ДОКУМЕНТАЦИЯ И ОТЧЕТНОСТЬ

Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором. При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, обводненностью скважин, газовым фактором (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин.

Дебит скважины по жидкости (безводной — по нефти, обводненной — по нефти и воде) измеряется в т/сут с помощью автоматизированных групповых установок типа «Спутник». На необустроенных месторождениях для замера дебита скважины по жидкости используют индивидуальные замерные установки, включающие трап и комбинированную мерную емкость.

Пользование установкой «Спутник» позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости исходя из разницы масс нефти и воды в определенном объеме между гамма-датчиками. Таким образом находят обводненность продукции скважины, т. е. содержание воды в % во всей жидкости.

При недостаточной надежной работе системы «Спутник» обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобраным из выкидных линий скважины, с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугированием или другими методами.

Дебит попутного газа измеряют на установке «Спутник» турбинным газовым счетчиком типа «Агат-1», а при использовании индивидуальной замерной установки — турбинным счетчиком или дифференциальным манометром с дроссельным устройством, устанавливаемым на выходе из трапа.

Промысловый газовый фактор вычисляют в м³/т, как отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти.

Приемистость водонагнетательной скважины в м³/сут измеряют счетчиком или расходомером диафрагменного типа, установленным на кустовой насосной станции. Поскольку один разводящий водовод обычно обеспечивает водой две-три скважины, замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин, питающихся из того же водовода.

Дебиты скважин при добыче природного газа измеряют на групповых или централизованных газосборных пунктах с помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами — поплавковыми, мембранными, сифонными. Для разведочных скважин, не подключенных к газопроводу, а также для скважин с устьевым давлением, меньшим, чем давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита, часто используют метод критического истечения с использованием соответствующего диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ).

При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой мощности, характерных для многих газовых месторождений, помимо рассмотренных показателей работы каждой скважины в целом большое значение имеет определение тех же показателей раздельно по пластам. В добывающих и нагнетательных скважинах эта задача решается главным образом применением глубинной потокометрии и термометрии.

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы

интерпретации получаемых замеров излагаются в инструкциях Миннефтепрома и Мингазпрома по исследованию скважин и пластов.

Для каждого эксплуатационного объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замера таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статистической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

Учет показателей работы скважин. Документация. Каждая скважина представляет собой дорогостоящее сооружение, поэтому полноценное использование каждой скважины — одна из важных задач разработки. Решение ее обеспечивается правильным выбором конструкции скважины, интервалов перфорации, способа эксплуатации, подбором типа и режима оборудования для подъема жидкости, своевременным выполнением ремонтно-изоляционных работ, установлением режима отбора жидкости (газа) и др. В течение продолжительного периода использования скважины в ее техническое состояние и режим работы вносятся изменения, может быть изменено и само назначение скважины, может быть осуществлен перевод ее на другой горизонт и т. д.

Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в следующих документах:

эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);

карточка нагнетательной скважины;

карточка по исследованию скважины;

паспорт скважины.

В *эксплуатационной карточке* ежедневно отмечаются дебиты скважины по нефти (газу) и попутной воде, газовый фактор, часы работы и простоя скважины, причины простоя, изменения способа эксплуатации, характеристики оборудования или режима его работы. За каждый месяц подводятся итоги: фиксируются добыча нефти, добыча воды, обводненность месячной продукции, число часов работы и простоя, среднесуточные дебиты скважины по жидкости и нефти, величины среднего газового фактора.

В *карточке нагнетательной скважины* ежедневно записываются данные: приемистость скважины, давление нагнетания воды (или другого агента), число часов работы и простоя, причины простоя. Фиксируются показатели работы скважины за месяц: количество закачанной воды, число часов работы и простоя, среднесуточная приемистость, среднее давление нагнетания воды.

В *карточку по исследованию скважины* вносят: дату и вид исследования (замера), все данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования (или перед исследованием, если оно связано с остановкой скважины),

глубину и продолжительность замера, тип прибора, результаты проведенных замеров.

Паспорт скважины — основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации и содержащий следующие данные:

общие сведения: назначение скважины, ее местоположение (координаты), альтитуда устья, даты начала и окончания бурения, дата ввода в эксплуатацию, способ бурения, глубина забоя, целевой горизонт;

геолого-технический разрез скважины: литолого-стратиграфическая колонка, основные кривые геофизического комплекса исследований скважины, схема ее конструкции, интервалы перфорации, характеристика кривизны;

характеристика продуктивных пластов и фильтра: глубина кровли и подошвы пластов объекта, интервалы перфорации, характеристика открытого забоя или тип перфорации, плотность фильтрационных отверстий, положене искусственного забоя;

результаты освоения скважины: вскрытый пласт, начало освоения, среднесуточные показатели за первые 30 дней работы скважины (способ эксплуатации, дебиты по нефти, газу, жидкости, воде, показатели давления, коэффициент продуктивности);

физическая характеристика пластов эксплуатационного объекта: описание пород, коэффициенты расчлененности, песчаности, пористости, проницаемости, нефтегазоводонасыщенности, положение ВНК (ГНК, ГВК);

результаты исследования проб пластовой и поверхностной нефти: плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб;

характеристика газа: содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях;

характеристика способов эксплуатации: способ эксплуатации, период его применения, тип и техническая характеристика оборудования, его теоретическая производительность и режим работы;

аварийные и ремонтно-изоляционные работы в скважине: данные о технических дефектах скважины и оставленном в ней оборудовании, характеристика ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя.

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины, куда систематически вносятся все месячные показатели из карточки добывающей (нагнетательной) скважины. В таблице фиксируются показатели работы скважин за каждый истекший год. Наряду с этим регистрируется добыча нефти (газа) или закачка воды (или другого агента) с начала эксплуатации объекта в данной скважине.

Наряду с документацией, отражающей показатели работы каждой скважины в отдельности, геологопромысловая служба

обобщает результаты эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки. Для этого составляются следующие документы:

- геологический отчет по эксплуатации скважин;
- карта текущего состояния разработки;
- карта суммарных отборов и закачки по скважинам;
- технологический режим работы скважин.

Названные документы обеспечивают учет добычи жидкостей, газа, закачки воды или других агентов по скважинам, различным частям объекта, объекту в целом и используются для обоснования мероприятий по регулированию отбора и закачки.

Геологический отчет по эксплуатации скважин составляют ежемесячно по каждому производственному подразделению. Отчет состоит из двух частей — по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают фактическую месячную добычу нефти, газа, воды, объем закачанной воды, среднесуточные дебиты (приемистость), число часов работы и простоя скважины, причины простоя. В конце отчета приводят итоговые данные по каждому объекту и по предприятию в целом.

Карту текущего состояния разработки строят ежеквартально или, при относительно стабильном режиме работы скважин, один раз в полугодие. Для построения карты используют план расположения скважин (точек пересечения скважин с кровлей объекта) на изучаемом объекте. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого отвечает среднесуточному дебиту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала (полугодия). В круге выделяется сектор, соответствующий по размеру обводненности продукции (1% обводненности — 3,6°). Для наглядности части круга, отражающие содержание в продукции различных фаз, закрашивают разными цветами. Нефть и газ обычно показывают в желто-коричневых тонах с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетаемую воду — в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая). На карте обычно показывают местоположение начальных и текущих контуров нефтегазоносности, выделяя различными условными обозначениями участки объекта, заводненныес пластовой и нагнетаемой водой. При объединении в объект разработки нескольких пластов карты составляются для объекта в целом и отдельно для каждого пласта.

Карту суммарных отборов и закачки по скважинам составляют обычно один раз в год (на конец года). На карте в виде кругов отражают добычу жидкости (газа), накопленную с начала эксплуатации скважины. Условные обозначения применяют те же, что и на карте текущего состояния разработки, но в кругах выделяют секторы, соответствующие добыче, накопленной при разных способах эксплуатации. В сочетании с картой, отра-

жающей распределение удельных запасов нефти на единицу площади (или на одну скважину), карта суммарных отборов и закачки позволяет оценить степень выработанности запасов в разных частях объекта.

Технологический режим работы скважин составляют с учетом задач по развитию добычи нефти (газа) и регулированию процесса разработки (см. главу XVI). В этом документе по каждой из действующих скважин приводятся среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период. По новым и бездействующим скважинам, планируемыми к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели эксплуатации.

Геологопромысловая документация по добыче нефти (газа) из объектов разработки в целом. Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах — в паспорте объекта разработки и на графике разработки.

В *паспорте объекта разработки* приводятся сведения, отражающие геологическую (промысловую) характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки.

Геологическая характеристика включает следующие сведения:

средние параметры объекта до начала разработки: глубина залегания, тип коллектора, мощность (общая, эффективная, нефтенасыщенная, газонасыщенная), пористость, проницаемость, отметки ВНК, ГНК, ГВК, площади нефтеносности, газоносности, водонефтяной и газоводяной зон, показатели неоднородности объекта, приведенное пластовое давление, давление насыщения, давление начала конденсации, температура продуктивного пласта;

свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, выход фракций;

свойства газа: плотность по воздуху, содержание метана, этана, пропана, бутана, пентана + высшие, углекислоты, сероводорода, азота, гелия;

свойства пластовой воды: плотность, вязкость, щелочность, жесткость, содержание анионов и катионов;

данные о начальных запасах нефти: балансовые, извлекаемые запасы, конечный коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов;

данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года: балансовые, извлекаемые запасы, такущий коэффициент извлечения нефти.

Проектные показатели разработки приводятся в паспорте объекта по последнему утвержденному проектному документу. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются. При этом приводятся: максимальная

годовая добыча нефти (газа), жидкости и годы их достижения; максимальный объем закачки воды или других агентов и год его достижения; основной фонд скважин добывающих, нагнетательных и специальных; количество резервных скважин; количество пробуренных добывающих скважин в год достижения максимальной добычи нефти (газа) и расстояния между скважинами; средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания; средняя плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин; средний дебит одной добывающей скважины в год выхода на максимальную добычу; средняя приемистость нагнетательной скважины при максимальной закачке воды; удельные извлекаемые запасы нефти (газа) на одну скважину; разновидность заводнения или другого метода воздействия; основной способ эксплуатации скважин; конечный коэффициент извлечения нефти.

Фактические показатели разработки объекта по годам (на конец года) для нефтяных эксплуатационных объектов приводятся в виде таблицы, в которой отражаются: добыча нефти за год в т и в % от начальных извлекаемых запасов (темпы разработки); добыча нефти с начала разработки в т и в % от начальных извлекаемых запасов; текущий коэффициент извлечения нефти; добыча воды за год и с начала разработки в т; среднегодовая обводненность продукции в %; добыча жидкости за год и с начала разработки в м³ в переводе на пластовые условия; закачки воды за год в м³ и в % от годового отбора жидкости в пластовых условиях; закачка воды с начала разработки в м³ и в % от накопленной с начала разработки жидкости в пластовых условиях; добыча попутного газа за год в м³; средний газовый фактор; фонд добывающих скважин (всего пробурено, в том числе: действующие, в бездействии, в освоении после бурения, ликвидированные, в консервации, переданные под закачку); фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации, ликвидированные); число скважин, введенных в эксплуатацию после бурения,— добывающих, нагнетательных; число добывающих скважин, вышедших из действующего фонда; число специальных скважин; средний дебит одной новой добывающей скважины; среднее пластовое давление на конец года в начальном контуре нефтеносности и в зоне отбора.

Наряду с показателями разработки за год в паспорте эксплуатационного объекта в отдельной таблице те же показатели приводятся по месяцам и кварталам. Кроме того, в этой таблице дается информация о фонде добывающих скважин и среднем дебите одной скважины при разных способах эксплуатации (фонтанный, газлифтный, ЭЦН, ШГН и др.), а также о числе скважин, работающих с содержанием воды в продукции, %: до 2, 2—20, 20—50, 50—90, более 90.

Аналогичный паспорт ведется и по газовому эксплуатационному объекту.

График разработки (рис. 92) составляется для эксплуатационного объекта в целом и представляет собой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых показателей разработки. На графике обязательно должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти, добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин, количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента), закачки воды за год в % от годового отбора жидкости, пластового давления.

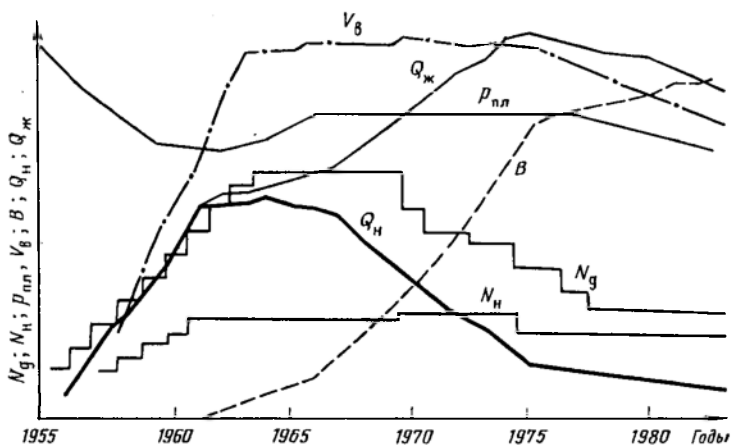


Рис. 92. График разработки нефтяного эксплуатационного объекта.

Q_n — добыча нефти; $Q_{ж}$ — отбор жидкости; B — обводненность продукции; V_B — объем закачки воды; $P_{пл}$ — пластовое давление; N_d , N_n — фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин

В зависимости от решаемой задачи и геологопромысловых особенностей залежи график разработки может дополняться кривыми изменения других показателей, приводимых в паспорте объекта разработки. В некоторых случаях (при непродолжительном сроке разработки, при необходимости выявить влияние проведенных мероприятий по регулированию разработки) на графиках отражают месячные или квартальные показатели разработки.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости на этих графиках приводят в виде темпов разработки. При этом на оси абсцисс откладывают не время (годы), а коэффициент извлечения нефти или отношение в % накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам. На графике разработки каждого объекта отмечают границы между стадиями разработки.

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценивать эффективность реализуемой системы разработки и обосновывать при необходимости меры по ее развитию и совершенствованию.

Глава XIII

КОНТРОЛЬ ЗА ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЕМ И ТЕМПЕРАТУРОЙ

§ 1. ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются величиной текущего (динамического) пластового давления $p_{пл. тек.}$

С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) происходит снижение пластового давления. В последующем в зависимости от режима работы залежей, годовых объемов добычи и т. д. в поведении пластового давления по залежи в целом на разных этапах разработки могут наблюдаться различные тенденции.

Пластовое давление в продуктивном пласте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин, называют *текущим* или *динамическим пластовым давлением*. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем — важнейшая часть контроля за разработкой залежи. Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку величина пластового давления тесно связана с глубиной залегания пласта и начальное пластовое давление увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на фоне определенной закономерности в изменении давления по залежи в целом в разных ее частях наблюдаются неодинаковые тенденции изменения давления. На одних участках давление может снижаться, причем разными темпами, на других — стабилизироваться, на третьих возрастать — и тоже разными темпами. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. Выявление этих, иногда противоположных тенденций на фоне изменения начального давления в залежи, обусловленного тектоническими особенностями залегания пластов, встречает значительные трудности. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями *приведенного пластового давления*.

Как уже отмечалось в главе VII, приведенное пластовое давление — это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК или ГВК. В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи — плоскость, делящая объем залежи пополам, при малой глубине залегания пластов — плоскость, соответствующая уровню моря и др. Положение поверх-

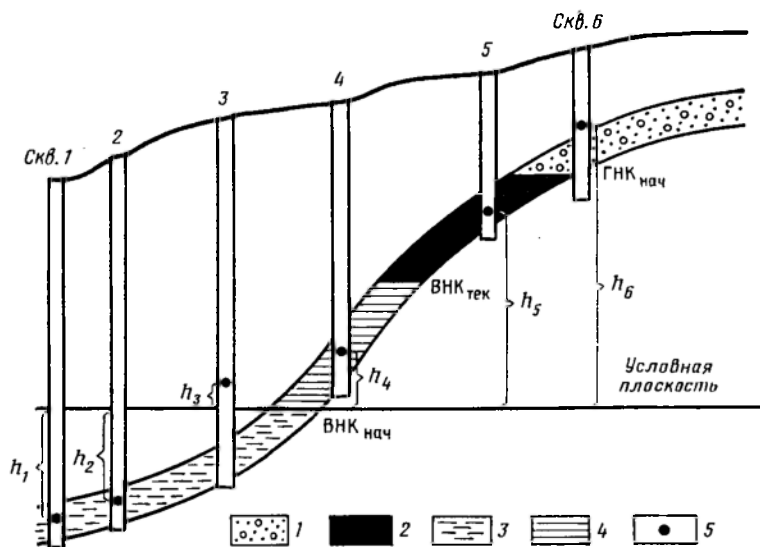


Рис. 93. Схема приведения пластового давления по глубине.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — зона пласта, заводненая при разработке нефтяной части залежи; 5 — точка замера пластового давления в скважине; h — расстояние от точки замера до условной плоскости

ности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки.

Приведенное давление $p_{пл.пр}$ вычисляют по формуле

$$p_{пл.пр} = p_{пл.з} \pm h_n \rho / 102, \quad (\text{XIII.1})$$

где $p_{пл.з}$ — замеренное в скважине пластовое давление; h_n — расстояние между точкой замера и условной плоскостью; ρ — плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине — нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой — сделан замер).

Поправка $h_n \rho / 102$ вычитается при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляется при ее положении выше этой плоскости. На рис. 93 показаны возможные варианты приведения давления. В водяных скв. 1 и 2, расположенных в законтурной части пласта, замеры давления произве-

дены ниже условной плоскости, поэтому поправка вычитается из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к величине замеренного давления. В этих скважинах поправка определяется с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к замеренным значениям, при этом учитывается плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, — воды, по скв. 5 — нефти.

Характер изменения приведенного пластового давления в пределах залежи после начала ее эксплуатации может быть показан в виде схематического профиля (рис. 94). На рис. 94 горизонтальная линия 1 соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При вводе в эксплуатацию нескольких удаленных друг от друга скважин образуется соответствующее количество подобных воронок. Линии 2 в сочетании с линией 1 отражают состояние давления в пласте после ввода в эксплуатацию первых удаленных друг от друга скважин.

Давление в пласте у забоя скважины при установившемся режиме ее работы называют забойным давлением $p_{\text{заб}}$.

По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками.

В зоне расположения добывающих скважин повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует величине текущего (динамического) пластового давления. Поверхность 3 на рис. 94, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление на периферии залежи имеет более высокие значения, чем в ее центральной части. При равном значении забойного давления в скважинах «глубина» местных воронок депрессии давления уменьшается от периферии залежи к ее центру.

Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды или другого рабочего агента показан на рис. 95. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх. Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно пре-

вышает начальное пластовое давление на 15—20 %, а иногда и более.

Величину динамического пластового давления в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально остано-

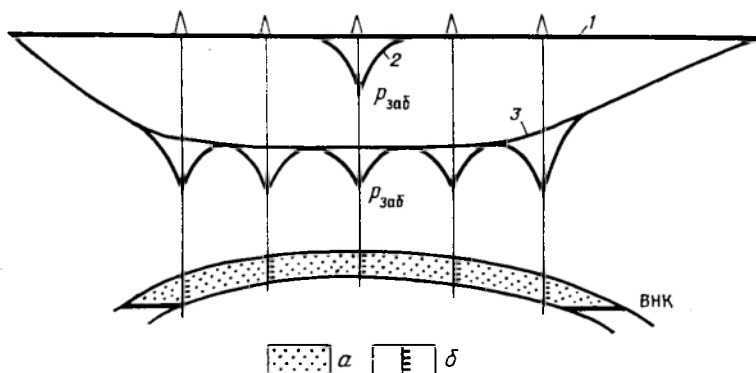


Рис. 94. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме.

а — залежь; б — интервал перфорации; давление: 1 — начальное пластовое (приведенное); 2 — в пласте возле первых введенных в разработку скважин; 3 — приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин); $p_{заб}$ — забойное давление

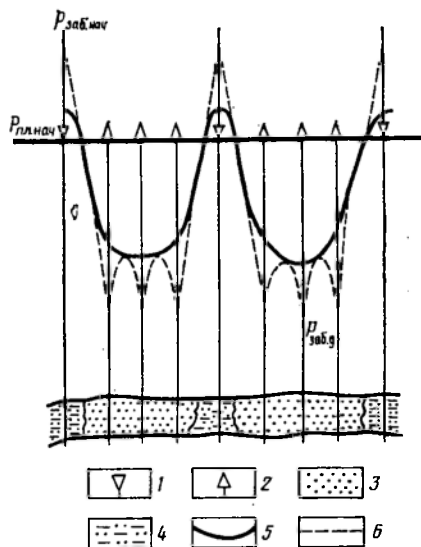


Рис. 95. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды.

Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие; части пласта: 3 — нефтенасыщенные; 4 — промытые водой; 5 — динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); б — локальные воронки депрессии (репрессии); $p_{пл. нач}$ — начальное пластовое (приведенное) давление; забойное давление: $p_{заб. наг}$ — в нагнетательной скважине; $p_{заб. д}$ — в добывающей скважине

ливаемых единичных скважинах при сохранении всего фонда ближайших к ним скважин в работе на установившемся режиме. Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значения забойного давления в скважине определяют при отборе жидкости, в период установившегося режима ее работы, пластовое — после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважине к кровле или середине пласта и в течение 20 мин фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Давление считают восстановившимся до динамического, когда оно практически стабилизируется на максимальном уровне, соответствующем давлению между работающими скважинами. Характер КВД в добывающей и нагнетатель-

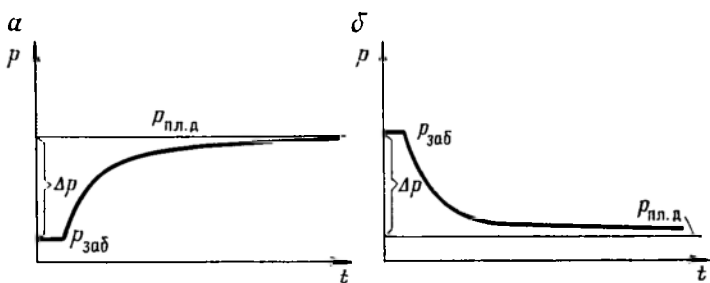


Рис. 96. Кривая восстановления давления в остановленной скважине.

Скважины: а — добывающая; б — нагнетательная; давление: $p_{пл.д}$ — пластовое динамическое, $p_{заб}$ — забойное

тельной скважинах показан на рис. 96. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию. При наличии достаточного опыта, когда становится известной необходимая в конкретных геологических условиях продолжительность остановки скважины для восстановления давления, замер динамического пластового давления может быть проведен путем спуска манометра в конце остановки, без снятия КВД.

Динамическое пластовое давление залежи в целом освещается за мерами его в скважинах, останавливаемых в порядке и последовательности, обеспечивающих неизменность условий дренирования залежи вблизи исследуемой скважины. Не следует допускать одновременной остановки большей части фонда или близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. В то же время для оценки состояния пластового давления залежи на определенную дату данные о нем должны быть получены в возможно большем количестве скважин в короткий срок.

§ 2. КАРТЫ ИЗОБАР

Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар.

Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общей воронки давления, образованной в залежи в результате эксплуатации всех скважин, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

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

Карту изобар строят по данным замеров динамического пластового давления. При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач могут быть построены карты истинного (замеренного у пласта) динамического пластового давления. При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления, максимально приближенные во времени к этой дате. Однако на практике в связи с необходимостью очередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время, т. е. приводить их по времени к дате составления карты изобар. Такое приведение по времени может быть приближенно выполнено исходя из общей тенденции снижения давления на рассматриваемой площади, выявленной по данным карт изобар в прошлых периодах (рис. 97, сплошная линия) и проявляющейся в последнем периоде накопления данных (штриховая линия). Интервал между изобарами выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи. На периферийных участках залежи, где скважины отсутствуют, положение изобар может быть обосновано теоретически, исходя из логарифмического закона изменения давления. На таких участках предполагаемое положение изобар показывают пунктиром.

Карта изобар (рис. 98) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям). Средним динамиче-

ским пластовым давлением в залежи называют давление, которое установилось бы в ней после прекращения отбора жидкости (газа) и полного его перераспределения и выравнивания в условиях изоляции залежи от окружающей среды.

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют как среднее взвешенное по ее площади или объему.

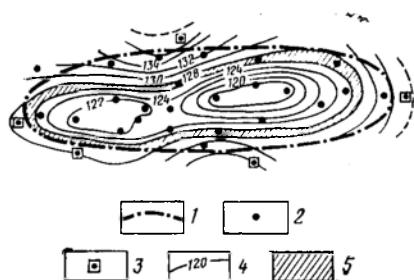
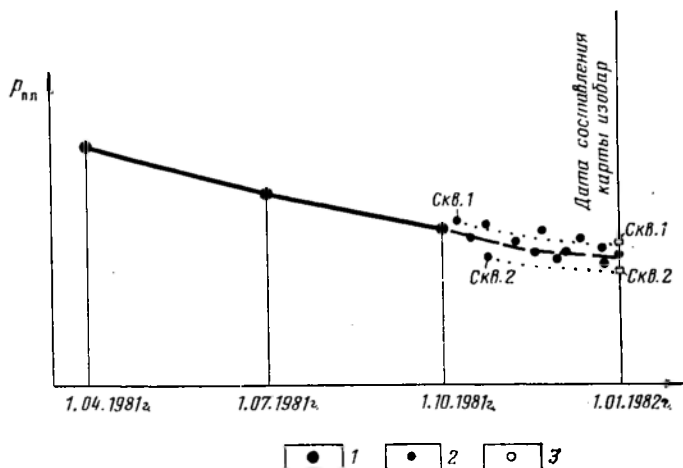


Рис. 97. Схема приведения замеренных значений $p_{пл}$ в скв. 1 и 2 к дате построения карты изобар.

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

Рис. 98. Карта изобар.

1 — внешний контур нефтеносности; скважины; 2 — добывающие; 3 — законтурные (пезометрические); 4 — изобары, м; 5 — элемент залежи между соседними изобарами

Величину среднего взвешенного давления по площади $\bar{p}_{пл} f$ находят по формуле

$$\bar{p}_{пл} = (p_1 f_1 + p_2 f_2 + \dots + p_n f_n) / (f_1 + f_2 + \dots + f_n) =$$

$$= \left(\sum_{i=1}^n p_i f_i \right) / F, \quad (\text{XIII.2})$$

где p_1, p_2, \dots, p_n — средние значения давления в пределах элементов залежи между соседними изобарами, определяемые как средние величины между соответствующими изобарами; f_1, f_2, \dots, f_n — площади указанных элементов залежи, замеряемые по карте планиметром; $F = f_1 + f_2 + \dots + f_n$ — площадь залежи; n —

количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $\bar{p}_{пл\ v}$ выполняют следующие последовательные операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной мощности пласта h и по ней определяют значения f_i и h_i для элементов площади между соседними изопакхитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p — приведенное пластовое давление в скважине. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения с картой нефтегазонасыщенной мощности карты изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют величины площади элементов s_i между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$.

4. Находят значение $\bar{p}_{пл\ v}$ по формуле

$$\bar{p}_{пл\ v} = [(ph)_1 s_1 + (ph)_2 s_2 + \dots + (ph)_n s_n] / (h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_m f_m) = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / \left(\sum_{j=1}^m h_j f_j \right) = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / V, \quad (\text{XIII.3})$$

где V — нефтегазонасыщенный объем залежи; n — количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m — количество элементов площади залежи с равными средними значениями h .

Среднее динамическое пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади для залежей нефти с относительно небольшой средней мощностью продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров) и как среднее взвешенное по объему — при большой средней мощности (многие десятки и сотни метров) и значительной ее изменчивости. Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная мощность продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес.

Карты изобар имеют большое значение для изучения залежей нефти и газа. С их помощью можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар могут быть использованы для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

§ 3. ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА. КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ.

Как уже указывалось, в результате разработки залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления — общая по залежи в целом и локальные (местные) в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины (см. рис. 94 и 95).

Перепад давления, соответствующий локальной воронке депрессии, применительно к добывающей скважине называют *депрессией на забое скважины* $\Delta p_{\text{скв. д.}}$, применительно к нагнетательной скважине — *репрессией на забое скважины* $\Delta p_{\text{скв. н.}}$ В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин — перепад давления в скважине.

В добывающей скважине забойное давление $p_{\text{заб. д}}$ меньше текущего пластового давления $p_{\text{пл. тек}}$ на величину депрессии, в нагнетательной скважине $p_{\text{заб. н}}$ больше $p_{\text{пл. тек}}$ на величину репрессии. Соответственно для добывающей и нагнетательной скважин перепад давления в скважине определяется выражениями:

$$\Delta p_{\text{скв. д}} = p_{\text{пл. тек}} - p_{\text{заб. д}}; \quad (\text{XIII.4})$$

$$\Delta p_{\text{скв. н}} = p_{\text{заб. н}} - p_{\text{пл. тек}}.$$

При установившейся фильтрации жидкости депрессия на забое добывающей скважины и репрессия на забое нагнетательной скважины находятся в прямой связи соответственно с дебитом скважины по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистостью скважины ω :

$$q_{\text{ж}} = K' (p_{\text{пл. тек}} - p_{\text{заб. д}}); \quad (\text{XIII.5})$$

$$\omega = K'' (p_{\text{заб. н}} - p_{\text{пл. тек}}).$$

Здесь K' и K'' — коэффициенты пропорциональности, выражаемые соответственно в (т/сут)/0,1 МПа и в (м³/сут)/0,1 МПа, получившие названия соответственно *коэффициента продуктивности скважины* и *коэффициента приемистости скважины*. Выражая изменение дебита (приемистости) скважины на единицу изменения перепада давления в скважине, они характеризуют добывные (поглощающие) возможности скважин. Необходимо отметить, что коэффициенты K' и K'' для одной и той же скважины обычно имеют разные значения. Поэтому для скважины, сначала дававшей нефть, а затем переведенной под нагнетание воды с целью совершенствования системы воздействия, эти коэффициенты должны определяться самостоятельно при добыче нефти и при закачке рабочего агента. Дебит скважины по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистость скважины ω при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям:

$$q_{\text{ж}} = (2\pi k_{\text{пр}} h \Delta p) / [\mu \ln (R_{\text{к}} / r_{\text{пр}})]; \quad (\text{XIII.6})$$

$$\omega = (2\pi k_{\text{пр}} h \Delta p) / [\mu \ln (R_{\text{к}} / r_{\text{пр}})],$$

где $k_{пр}$ — проницаемость пласта; h — мощность пласта; $\Delta p = \Delta p_{скв}$; R_k — радиус условного контура питания скважины; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины.

Радиус условного контура питания скважины R_k принимают равным половине расстояния между добывающими скважинами. Приведенный радиус скважины $r_{пр}$ — радиус условной совершенной скважины, принимаемой в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей те же дебит и депрессию.

Из сопоставления (XIII.5) и (XIII.6) следует:

$$\begin{aligned} K' &= (2\pi k_{пр} h) / [\mu \ln (R_k / r_{пр})]; \\ K'' &= (2\pi k_{пр} h) / [\mu \ln (R_k / r_{пр})], \end{aligned} \quad (\text{XIII.7})$$

т. е. коэффициенты продуктивности и приемистости представляют собой комплексные характеристики соответственно добывных

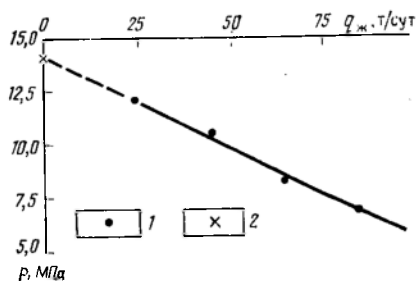


Рис. 99. Определение пластового давления по данным замеров забойного давления в скважине $p_{заб}$ при разных дебитах $q_{ж}$.

1 — $p_{заб}$; 2 — $p_{пл}$

возможностей и приемистости скважины. Его значение зависит от проницаемости и мощности пласта, вязкости жидкости, среднего расстояния между скважинами, радиуса скважины и степени ее совершенства.

На практике коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины методом установившихся отборов. Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких последовательных стабилизированных режимах работы скважины. Для определения K' (K'') полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы) (рис. 99). При однофазной фильтрации жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке (рис. 100). Индикаторные линии на диаграммах добывающих скважин могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин и по другим причинам при значительном снижении забойного давления. На диаграммах нагнетательных скважин основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие трещин в пласте по мере увеличения забойного давления.

Уравнение прямолинейной индикаторной линии на диаграмме добывающей нефтяной скважины имеет вид:

$$p_{пл} - p_{заб} = q_{ж}/K' \quad (\text{XIII.8})$$

При прямолинейном характере индикаторной кривой K' (K'') остается постоянным в интервале исследованных режимов и численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления (см. рис. 100).

При режимах работы скважины, соответствующих искривленному участку индикаторной кривой, коэффициент продуктивности (коэффициент приемистости) имеет различные значения и для каждой точки кривой определяется как отношение дебита (приемистости) к соответствующему перепаду давления.

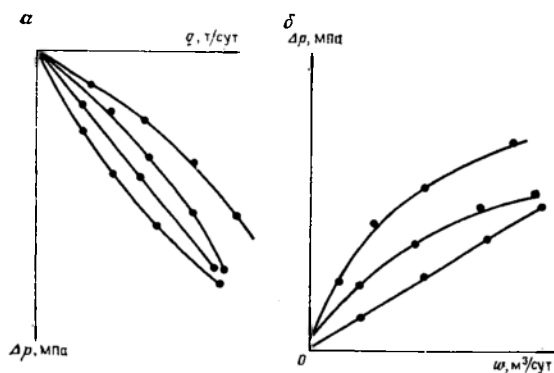


Рис. 100. Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин.

$q_{н}$ — дебит скважин по нефти; ω — приемистость скважин; Δp — давление

Значение коэффициента продуктивности (коэффициента приемистости) используют для прогноза дебитов (приемистости) скважины при перепадах давления, допустимых в рассматриваемых геологических и технических условиях. В геологопромысловой практике часто пользуются так называемым *удельным коэффициентом продуктивности (приемистости)* $K_{уд}$, характеризующим среднее значение коэффициента продуктивности (приемистости) K на 1 м работающей мощности пласта h :

$$K_{уд} = K/h \quad (\text{XIII.9})$$

Этот показатель используют при обосновании кондиционных значений параметров продуктивных пластов, при сравнении фильтрационной характеристики пластов разной мощности и в других случаях.

Дебит газа $q_{г}$ в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $p_{пл}^2 - p_{заб}^2$:

$$q_{г} = \{2\pi k_{пр} h T_{ст} / [p_{ат} \mu_r Z \ln(R_k/r_{пр}) T_{пл}]\} (p_{пл}^2 - p_{заб}^2), \quad (\text{XIII.10})$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости; k — эффективная мощность; $T_{ст} = 273$ К; $T_{пл} = (273 + t_{пл})$ К — пластовая темпера-

тура; $p_{ат} = 10^5$ Па; μ_r — вязкость пластового газа; Z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

В отличие от уравнения притока нефти к скважине (XIII.6), в уравнении притока газа (XIII.10) дробь в его правой части, представляющая собой коэффициент пропорциональности, не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления.

Коэффициент пропорциональности в формуле (XIII.10) может быть определен с помощью индикаторной диаграммы, построенной в координатах q_r — $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ (рис. 101).

Уравнение полученной индикаторной линии имеет вид

$$(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r = A + Bq_r, \quad (XIII.11)$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. В формуле притока газа к скважине (XIII.10) дробь в ее правой части соответствует $1/A$, т. е.

$$A = p_{ат}\mu_r Z \ln(R_k/r_{пр}) T_{пл}/(2\pi k_{пр}hT_{ст}). \quad (XIII.12)$$

Выражения (XIII.7) и (XIII.12) используют для оценки по данным исследования скважины (по методу установившихся отборов) основной фильтрационной характеристики пласта — коэффициента проницаемости. Для этого коэффициент продуктивности K' (для нефтяной скважины) или коэффициент фильтрационного сопротивления A (для газовой скважины) определяют по соответствующей индикаторной кривой; другие необходимые параметры получают независимыми методами — геофизическими и лабораторными.

Указанные выражения используют также для определения комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей — проницаемость коллекторов, вязкость пластовой жидкости или газа, упругость среды, мощность пласта.

Ниже приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

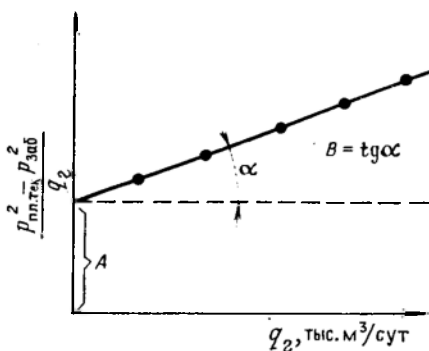


Рис. 101. Индикаторная диаграмма газовой скважины.

q_r — дебит скважины по газу; давление: $p_{пл.тек}$ — пластовое текущее, $p_{заб}$ — забойное

1. Коэффициент гидропроводности: $\epsilon = k_{пр}h/\mu$, где $k_{пр}$ — проницаемость пласта в районе исследуемой скважины; h — работающая мощность пласта; μ — вязкость жидкости или газа. Размерность коэффициента $m^3/(Н \cdot с)$. Коэффициент представляет собой наиболее емкую характеристику продуктивного пласта, определяющую его производительность в скважине.

2. Коэффициент проводимости: $\alpha = k_{пр}/\mu$. Размерность коэффициента $m^4/(Н \cdot с)$; он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

3. Коэффициент пьезопроводности: $\kappa = k_{пр}/[\mu(k_{п}\beta_{ж} + \beta_{с})] = \alpha/\beta^*$, где $k_{п}$ — коэффициент пористости пласта; $\beta_{ж}$ и $\beta_{с}$ — соответственно коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды в районе исследуемых скважин; $k_{п}\beta_{ж} + \beta_{с}$ — коэффициент упругоэластичности пласта β^* . Размерность коэффициента пьезопроводности $m^2/с$. Коэффициент пьезопроводности характеризует скорость перераспределения давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого промежутка времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Значения свойств пласта, необходимые для получения значений комплексных характеристик указанным путем, получают другими независимыми методами.

Коэффициент проницаемости пласта и его комплексные характеристики могут быть определены с помощью гидродинамических методов гидропрослушивания. Теоретические основы гидрогазодинамических методов исследования скважин, технические средства, методика проведения замеров и обработки полученных результатов излагаются в курсе «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

Следует отметить, что значения комплексных характеристик, так же как и коэффициента проницаемости, могут быть получены и путем отдельного определения входящих в них параметров геофизическими и лабораторными методами. Однако комплекс гидрогазодинамических методов имеет определенные преимущества. Эти методы базируются на результатах непосредственного наблюдения движения жидкостей и газов в пласте, позволяют характеризовать пласты как вблизи исследуемых скважин, так и на значительном от них расстоянии, не затронутым при бурении.

Общая для залежи воронка депрессии $\Delta p_{зал}$, образующаяся при эксплуатации залежи большим количеством скважин, характеризуется перепадом давления между контуром области питания залежи и зоной отбора

$$\Delta p_{зал} = p_{пл.к} - p_{з.д.} \quad (XIII.13)$$

где $p_{пл.к}$ — пластовое давление на контуре области питания залежи; $p_{з.д.}$ — среднее забойное давление в действующих добывающих скважинах (давление в зоне отбора).

При естественном водонапорном режиме $p_{пл.к}$ принимается равным начальному пластовому давлению. В условиях применения искусственного воздействия на пласт в качестве контура питания выбирают расположение нагнетательных скважин. Так, при расположении нагнетательных скважин рядами контуром области питания будут линии, соединяющие забой нагнетательных скважин законтурного или разрезающих рядов. За $p_{пл.к}$ принимают среднее динамическое пластовое давление на этих линиях (пластовое давление в зоне нагнетания), которое обычно бывает несколько выше начального пластового.

При естественном водонапорном режиме величина $\Delta p_{зал}$ может быть изменена только путем изменения $p_{заб.д}$. Одно из преимуществ искусственного воздействия на пласт состоит в том, что в условиях его применения величина $\Delta p_{зал}$ может быть изменена путем изменения как $p_{пл.к}$, так и $p_{заб.д}$ — порознь или одновременно.

Таблица 13. Показатели режимов работы добывающей скважины и залежи в целом

Показатель	Режим				
	Исходный (1)	С уменьшением $p_{заб.д}$ (2)		С увеличением $p_{пл.к}$ (3)	
		Абсолютное значение	Абсолютное значение	% от ис- ходного	Абсолютное значение
$p_{пл.к.}$, МПа	10,0	10,0	10,0	10,5	+5,0
$p_{пл.тек.}$, МПа	9,5	9,25	-2,7	9,75	+2,6
$p_{заб.д.}$, МПа	9,0	8,5	-6,0	9,0	9,0
$\Delta p_{скв.д.}$, МПа	0,5	0,75	+50,0	0,75	+50,0
$\Delta p_{зал.}$, МПа	1,0	1,5	+50,0	1,5	+50,0
q , т/сут	5,0	7,5	+50,0	7,5	+50,0

Депрессия на забое скважины и перепад давления между контуром питания и зоной отбора находятся в прямой связи друг с другом и с дебитом скважины. Изменение одного из этих трех параметров влечет за собой изменение двух других в ту же сторону и на столько же процентов. Это можно показать на примере одной из добывающих скважин с коэффициентом продуктивности K' , равным 1 (т/сут)/0,1 МПа, эксплуатирующейся в условиях законтурного заводнения.

В табл. 13 приведены показатели трех последовательно устанавливаемых режимов работы одной из добывающих скважин и залежи в целом. Каждый режим характеризуется давлением на контуре питания $p_{пл.к}$, текущим пластовым давлением $p_{пл.тек.}$, забойным давлением $p_{заб.д.}$, депрессией $\Delta p_{скв.д.}$, перепадом давления между зонами нагнетания и отбора $\Delta p_{зал.}$, а также дебитом скважины q .

Второй режим отличается от первого (исходного) тем, что при постоянном давлении на контуре питания давление на

забое добывающей скважины уменьшено на 0,5 МПа (примерно на 6 %). При этом перепад давления между контуром питания и зоной отбора увеличился на 50 %, депрессия на забое скважины и ее дебит тоже увеличились на 50 %. Зная депрессию на забое скважины и забойное давление, находим среднее текущее пластовое давление залежи. Оно снизилось на 2,7 %. Распределение давления в пласте при первом и втором режиме показано на рис. 102.

Третий режим отличается от первого тем, что при постоянном давлении на забое скважины давление на контуре питания повышено на 0,5 МПа (на 5 %). В результате этого пере-

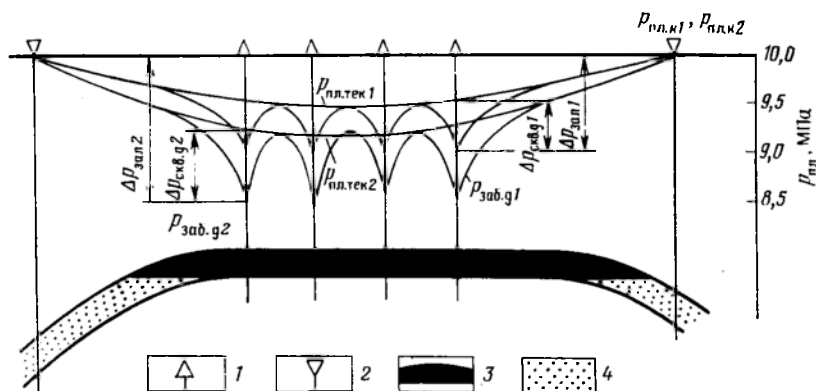


Рис. 102. Изменение $\Delta p_{зал}$, $\Delta p_{скв.д}$ и $p_{пл.тек}$ при снижении $p_{заб.}$.

Скважины: 1 — добывающие; 2 — нагнетательные; 3 — залежь нефти; 4 — законтурная область

пад давления между контуром питания и забойным давлением возрос на 50 %. Соответственно увеличились дебит скважины и депрессия на ее забое. Текущее пластовое давление, определяемое, как и при втором режиме, возросло на 2,6 %.

Приведенный пример, иллюстрируя прямую связь между $\Delta p_{скв.д}$, $\Delta p_{зал}$ и q , вместе с тем показывает и характер изменения текущего пластового давления залежи. Уменьшение забойного давления в добывающих скважинах приводит к падению текущего пластового давления. Повышение давления на линии нагнетания обеспечивает рост текущего пластового давления в залежи. И в том и в другом случае изменение текущего пластового давления происходит в значительно меньшей степени, чем изменение забойного давления или давления на контуре питания залежи.

Аналогично увеличение забойного давления в добывающих скважинах приводит к уменьшению $\Delta p_{скв.д}$ и $\Delta p_{зал}$ и, следовательно, к уменьшению дебитов скважин и общей добычи нефти

из залежи. При этом текущее пластовое давление повышается, но на меньшую величину, чем $p_{заб. д.}$

При уплотнении сетки скважин и эксплуатации ранее пробуренных и новых скважин при тех же забойном давлении и давлении на контуре питания, что и до уплотнения, средний дебит на одну скважину снижается. Это связано со снижением $p_{пл. тек}$ и соответствующим уменьшением $\Delta p_{скв. д.}$ В результате прирост добычи оказывается значительно меньшим по сравнению со степенью увеличения количества скважин. Здесь проявляется усиление взаимодействия (интерференции) скважин при увеличении плотности их бурения. Снижение среднего дебита скважин можно предотвратить или уменьшить, если при уплотнении сетки скважин повысить давление на контуре питания залежи путем нагнетания воды в пласт при повышенном давлении на устьях скважин. Уменьшение взаимодействия добывающих скважин может быть достигнуто также путем приближения нагнетательных скважин к добывающим, сокращения ширины полос между рядами нагнетательных скважин.

Показанный характер взаимосвязи $p_{пл. к.}$, $p_{пл. тек}$, $p_{заб. д.}$, $\Delta p_{скв. д.}$, $\Delta p_{зал.}$, q , плотности сетки и системы размещения скважин учитывается при выборе технологических мероприятий и определении технико-экономических показателей проектируемой системы разработки, а также при обосновании способов регулирования процесса разработки. При проектировании разработки рассмотренные параметры определяют как среднее для эксплуатационного объекта или для крупных его частей.

При разработке залежей без поддержания пластового давления общая воронка депрессии давления может распространяться далеко за пределы залежи, иногда на десятки километров. В связи с этим при вскрытии тех же продуктивных пластов на новых соседних месторождениях в них может фиксироваться не начальное, а сниженное пластовое давление. При продолжительном нагнетании воды в пласт, особенно законтурном, может иметь место обратное явление, когда частичный отток нагнетаемой воды в законтурную область приводит к тому, что на соседних новых месторождениях будет зафиксировано пластовое давление, повышенное по сравнению с начальным давлением.

§ 4. ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ О ПЛАСТОВОМ И ЗАБОЙНОМ ДАВЛЕНИЯХ

Контроль за состоянием пластового и забойного давления предусматривает определение начального (статического) пластового давления, наблюдение за изменением текущего (динамического) пластового давления по эксплуатационному объекту в целом и в различных его частях, наблюдение за состоянием забойного давления в скважинах при их работе на установленном технологическом режиме.

Организация контроля за пластовым и забойным давлением включает: обоснование периодичности и объема замеров, проведение замеров в скважинах в соответствии с намеченным графиком, геологопромысловое обобщение полученных данных.

Периодичность замеров пластового давления в скважинах устанавливают в соответствии с принятой периодичностью составления карт изобар.

Начальное и текущее пластовое давление определяют в нефтяных, газовых, нагнетательных скважинах и обязательно в так называемых пьезометрических скважинах, расположенных в водоносной части пласта — вблизи залежи и на некотором удалении от нее. При вытеснении из пластов нефти (газа) водой текущее пластовое давление замеряют также в обводненных скважинах, оказавшихся за текущим внешним контуром нефтеносности. Наиболее полное освещение состояния пластового давления получают при проведении замеров во всех имеющихся скважинах. Однако, как правило, весь фонд скважин не может быть в короткий срок охвачен исследованием. Кроме того, некоторые скважины обычно не могут быть исследованы по техническим причинам. Поэтому из числа пробуренных скважин, действующих и простаивающих, выбирают опорную сеть скважин, пригодных для исследования и достаточно равномерно освещающих все зоны залежи, различающиеся по геолого-физической характеристике (чисто нефтяные и водонефтяные, высокопродуктивные и малопродуктивные), а также по месту в реализуемой системе разработки.

При опережающей разработке нефтяной части газонефтяной залежи в опорную сеть должны входить скважины, вскрывшие газовую шапку. Аналогично при опережающей разработке газовой части нефтегазовой залежи давление необходимо измерять и в скважинах, вскрывших нефтяную часть залежи.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта в опорную сеть следует включать максимально возможное количество скважин, в которых вскрыт лишь один из пластов, — для дифференцированного изучения давления в пластах.

Забойное давление следует измерять во всех действующих скважинах — добывающих и нагнетательных — после любого значительного намеренного или самопроизвольного изменения их дебита или приемистости, а также периодически при постоянном дебите.

Способ замера пластового давления выбирают в зависимости от характера насыщения пласта (нефть, газ, вода), назначения скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и др. Добывающие скважины — фонтанные и газлифтные, простаивающие обводненные и нагнетательные исследуют, замеряя давление прямым способом, т. е. путем спуска глубинного манометра к середине мощности пласта (горизонта). В скважинах, где глубина спуска прибора ограничена техническими причинами, замер $p_{\text{зам}}$ выполняют на меньшей, но максимально воз-

можной глубине. Истинную величину пластового давления в таких скважинах определяют по формуле

$$p_{пл} = p_{зам} + [(H - H_{зам}) \rho_{ж}]/102, \quad (\text{XIII.14})$$

где $\rho_{ж}$ — средняя плотность жидкости в интервале между глубиной замера $H_{зам}$ и глубиной середины пласта H . При пересчете давления на середину пласта особое внимание следует уделять правильности определения $\rho_{ж}$, особенно для нефтяных скважин, эксплуатируемых с водой.

В технически неисправных нефтяных скважинах замер давления следует производить на глубине, ниже которой плотность нефти по стволу скважины постоянна. Это условие обеспечивается, если давление в точке замера превышает давление насыщения.

В пьезометрических скважинах пластовое давление может быть измерено глубинным манометром, а также установлено путем замера уровня воды или, если скважина переливает, устьевого давления и расчета соответственно по (VII.5) и (VII.6).

В механизированных скважинах пластовое давление измеряют малогабаритными манометрами, спускаемыми в межтрубное пространство на максимально достигаемую глубину, с последующим определением истинного давления по (XIII.14).

Таблица 14. Результаты исследования добывающей нефтяной скважины

№ режима	$p_{заб}$, МПа	q , т/сут			
		суммарный по скважине	пласта I	пласта II	пласта III
1	17,50	191	61,2	43	86,8
2	17,66	162	51	35	76
3	17,91	115	35	21	59
4	18,17	69	19	7	43

При некоторых обстоятельствах оказывается невозможным обеспечение достаточного объема исследований для измерения пластового давления прямым методом, поскольку остановки скважин могут приводить к существенным потерям текущей добычи нефти. Недостаток данных для построения карты изобар может быть в некоторой мере восполнен косвенным определением текущего пластового давления в скважинах по данным измерения в них забойного давления при нескольких (не менее трех) установившихся режимах работы путем построения зависимости дебит — забойное давление (индикаторный диаграммы) и экстраполяции ее до оси давления (см. рис. 99). Пользуясь этим методом, можно также давать дифференцированную оценку текущего давления в пластах многопластового объекта разработки. Для этого при исследовании объекта в целом на нескольких установившихся режимах отбора (замер дебита

и забойного давления) измеряют дебит каждого из пластов в отдельности с помощью глубинного дебитомера. По полученным данным строят индикаторные диаграммы для объекта в целом и для каждого пласта в отдельности. Экстраполяция их до оси ординат позволяет установить значения текущих пластовых давлений.

Сказанное можно проиллюстрировать примером исследования добывающей нефтяной скважины, одновременно эксплуатирующей три пласта, на четырех установившихся режимах (табл. 14).

Построенные по данным табл. 14 индикаторные диаграммы с их экстраполяцией до оси ординат показаны на рис. 103, из которого следует, что текущее пластовое давление по объекту в целом равно 18,6 МПа, по пласту I — 18,5, по пласту II — 18,3, по пласту III — 18,8 МПа. Превышение пластового давления в пласте III над давлением по объекту в целом и по другим пластам свидетельствует о том, что при остановке скважины в нее из пласта III продолжает поступать жидкость, которая перетекает в пласты I и II.

Рис. 103. Индикаторные диаграммы нефтяных пластов I (1), II (2), III (3) и эксплуатационного объекта в целом (4).

q_n — дебиты скважин по нефти; p — давление

$$p_{пл} = p_y (1 + 0,0000361 \rho_r H) \quad (\text{XIII.15})$$

или по барометрической формуле

$$p_{пл} = p_y e^{0,03415 (\rho_r H / Z_{ср} T_{ср})}, \quad (\text{XIII.16})$$

где p_y — давление на устье скважины; ρ_r — относительная плотность газа по воздуху; H — глубина залегания середины пласта; $T_{ср}$ — средняя температура; $Z_{ср}$ — средний коэффициент сжимаемости газа при средних давлениях и температуре. Значения e в указанной степени для упрощения расчетов приводятся в виде таблиц в справочной литературе по исследованию газовых скважин.

Значение забойного давления может быть получено только при установившемся режиме работы скважины. Оно может быть определено несколькими способами в зависимости от назначения и оборудования скважины. В нагнетательных, фонтанирующих, газлифтных скважинах, а также в механизированных сква-

жинах, оборудованных для спуска глубинных приборов в затрубное пространство, его замеряют так же, как и пластовое,— прямым способом при спуске манометра к середине пласта. В скважинах, в которых спуск глубинного манометра на нужную глубину встречает трудности, замер производят на максимально возможной глубине с последующим пересчетом полученного значения на нужную глубину.

В нагнетательных и фонтанирующих скважинах забойное давление может быть определено также расчетным путем по значению устьевого давления. При этом следует учитывать, что пересчет устьевого давления в насосно-компрессорных трубах (буферного давления $p_{буф}$) может приводить к существенным погрешностям определения забойного давления в результате неточности поправок на потери на трение при подъеме жидкости. В связи с этим предпочтительнее расчет забойного давления выполнять по устьевому давлению в межтрубном пространстве (затрубному давлению $p_{затр}$), не подверженному влиянию движения жидкости. Использование затрубного давления для расчета возможно при идентичности жидкости и газа, заполняющих насосно-компрессорные трубы и межтрубное пространство.

В механизированных скважинах, не приспособленных для спуска глубинных приборов, значения забойного давления определяют по глубине динамического уровня в межтрубном пространстве. При добыче безводной нефти и превышении давления на приеме насоса над давлением насыщения нефти газом применяют расчетную формулу

$$p_{заб} = (H - h_{дин}) (\rho_n / 102) p_r, \quad (\text{XIII.17})$$

где H — глубина скважины до середины пласта; $h_{дин}$ — глубина динамического уровня; ρ_n — плотность пластовой нефти; p_r — давление столба газа на динамическом уровне в межтрубном пространстве, определяемое исходя из устьевого давления по (XIII.16).

При обводненной нефти и превышении давления насыщения над давлением на приеме насоса расчеты усложняются.

Для газовых скважин давление рассчитывают по (XIII.16), в которой вместо p_y используют $p_{затр}$ при работе скважины по насосно-компрессорным трубам.

В водонагнетательных скважинах забойное давление может быть определено исходя из значения давления на устье в межтрубном пространстве $p_{затр}$:

$$p_{заб} = p_{затр} + H \rho_v / 102, \quad (\text{XIII.18})$$

где ρ_v — среднее арифметическое значение плотности закачиваемой воды на устье $\rho_{в.у}$ и на забое $\rho_{в.з}$ скважины.

Для измерения забойного и пластового давления в скважинах через насосно-компрессорные трубы применяют глубинные манометры, спускаемые в скважину на проволоке и обеспечивающие местную регистрацию давления (непосредственно в камере прибора) на специальном бланке,— геликсные манометры

типов МГГ-63/250, МГН-2 и др., пружинно-поршневые манометры типа МГП-1 и др.

В последние годы широко применяют дистанционные комплексные приборы типа «Поток-5», спускаемые в скважину на кабеле и позволяющие наряду с регистрацией давления фиксировать дебит, содержание воды в продукции и некоторые другие важные показатели работы скважины.

В случаях, когда необходимо получить достаточно точную кривую изменения давления на забое скважины (после ее остановки или в результате изменения режима работы этой или других скважин), применяют пневматические манометры типов ДГМ-4М и ДГМ-5 — дифференциальные, т. е. измеряющие разность между начальным и текущим значениями пластового давления.

Для измерения забойного и пластового давления глубинно-насосных скважин, оборудованных для спуска приборов в межтрубное пространство, используют малогабаритные пружинно-поршневые манометры типа МПМ-4 и пневматического типа МДГМ. В таких скважинах замеры могут быть выполнены также геликсным манометром МГН-2У, укрепляемым на насосно-компрессорных трубах под насосом и спускаемым в обсадную колонну. Глубинные манометры разных типов обладают неодинаковой точностью, надежностью в эксплуатации, чувствительностью к температуре в скважинах, пределами измерения, масштабом их записи. Поэтому тип манометра должен выбираться с учетом термодинамических условий месторождения и задач исследования.

Замеры статических и динамических уровней в водяных и нефонтанирующих нефтяных скважинах для определения пластового или забойного давления могут быть выполнены с помощью пьезографов и эхолотов различных конструкций.

Давление на устье добывающих газовых, фонтанных нефтяных и водонагнетательных скважин измеряют поверхностными (устьевыми) манометрами.

§ 5. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕМПЕРАТУРОЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт (заводнение с использованием холодной воды, теплофизические, термохимические методы), в больших или меньших масштабах происходит изменение теплового режима продуктивных пластов. Это изменение может оказывать ощутимое влияние на свойства пластовых жидкостей и, следовательно, на условия разработки эксплуатационных объектов. Поэтому необходима постановка систематического контроля за отклонениями пластовой температуры в интервалах продуктивной части разреза скважин от соответствующих природных геотерм.

Температурные замеры в скважинах представляют собой также важную часть комплекса геологопромысловых исследований по изучению работы фонда скважин. В условиях применения наиболее популярного метода воздействия — заводнения — нагнетание больших масс холодной воды вызывает постепенное снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и прилегающих добывающих скважин. На некоторых залежах это становится причиной ухудшения условий извлечения нефти из недр. Подобное явление особенно характерно для разработки с применением внутриконтурного заводнения залежей с высоким содержанием парафина в нефти и с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к природной пластовой. Снижение температуры в пласте в этих условиях вызывает выпадение в пустотах породы части парафина в виде твердого вещества и образование нефтепарафиновой смеси с пониженной подвижностью в пластовых условиях. Типичным примером месторождений такого типа служит месторождение Узень. Правильная постановка температурных исследований на таких месторождениях позволяет проверять точность теоретического описания скорости и закономерностей изменения теплового режима, масштабов явления, оценивать его влияние на нефтеотдачу и на основе этого намечать или корректировать ранее намеченные мероприятия по управлению процессом разработки.

При разработке нефтяных залежей с обычным заводнением комплекс температурных исследований предусматривает:

- контроль за температурой нагнетаемой в пласты воды;
- наблюдение за изменением геотермических условий продуктивных горизонтов;
- выделение работающих пластов в скважинах;
- контроль за техническим состоянием нагнетательных и добывающих скважин.

Замеры температуры нагнетаемой воды на поверхности имеют большое значение, поскольку вскоре после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины и температура на ее забое становится равной температуре на устье. Таким образом, замеры на поверхности обеспечивают контроль за изменением температуры воды, поступающей в пласты. Температура используемой для нагнетания в пласт воды из поверхностных источников подвержена сезонным изменениям (рис. 104). Так, в зависимости от сезона температура морской воды, закачиваемой в пласты месторождения Узень, в течение рассмотренного года изменялась от 6 до 28 °С. Температура основных продуктивных пластов месторождения 60—70 °С. Следовательно, в разные сезоны года температура нагнетаемой воды была ниже начальной пластовой на 30—60 °С.

Наиболее надежные результаты дают наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов путем

температурных измерений с определенной периодичностью в сети продолжительно простаивающих скважин — специально пробуренных контрольных и оценочных, простаивающих после бурения, а также в зумпфах временно остановленных скважин. Технология исследований и методика интерпретации получаемых данных остается той же, что и при изучении естественного теплового фона (см. главу VII).

Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от начальной гео-

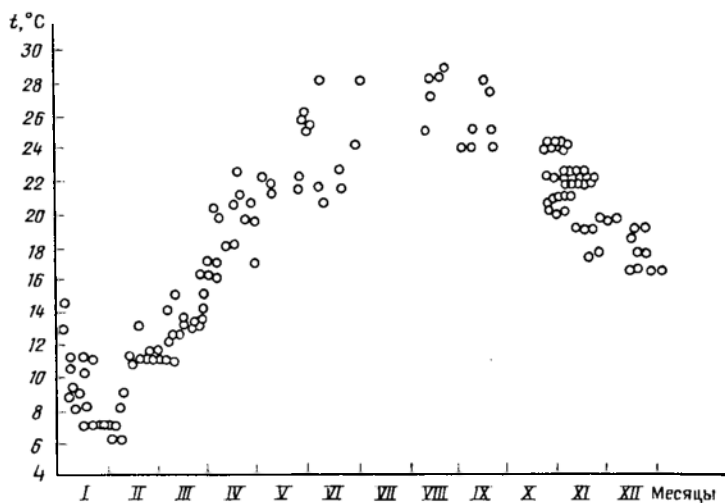


Рис. 104. Температура морской воды t , нагнетаемой в пласты месторождения Узень, в разное время года (по данным НГДУ Узеннефть)

термы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме представляет собой количественную оценку изменения пластовой температуры. Наиболее четкие данные получают в неперфорированных скважинах. На рис. 105 приведены результаты одного из исследований текущей температуры в контрольной скв. 515 месторождения Узень. На дату исследования в точках наибольшего влияния закачки холодной воды температура в горизонте XIII снизилась на $19,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и в горизонте XIV — на $4,7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Скорость и масштабы развития температурных аномалий зависят от скорости фильтрации жидкости и продолжительности нагнетания воды. Наибольшее снижение температуры обычно присуще небольшой по мощности наиболее проницаемой части пласта, по которой происходит опережающее перемещение воды.

Важно учитывать, что скорость формирования и перемещения фронта аномальных температур (в рассматриваемом слу-

чае — фронта охлаждения) отстает от скорости перемещения фронта вытеснения, т. е. от скорости движения в пласте нагнетаемой воды, поскольку первые порции воды прогреваются до температуры пласта. Благодаря этому в высокопроницаемых прослоях, по которым происходит ускоренное продвижение воды, охлаждение пород может не ухудшать условий вытеснения нефти. Охлаждение высокопроницаемых прослоев сопровождается некоторым снижением температуры в соседних по разрезу менее проницаемых прослоях и пластах, в которых скорость перемещения фронта вытеснения намного меньше. Это приводит

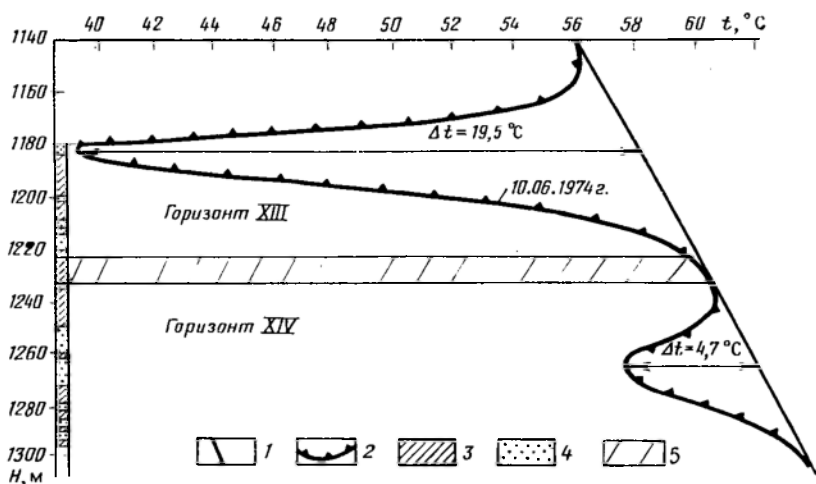


Рис. 105. Охлаждение продуктивных горизонтов в наблюдательной скв. 515 месторождения Узень от закачки холодной воды (по данным ВНИИнефть). 1 — геотерма; 2 — текущая термограмма; породы: 3 — непроницаемые; 4 — проницаемые; 5 — непроницаемый раздел между горизонтами; H — глубина; t — температура

к повышению вязкости нефти в них и к резкому ухудшению условий и даже прекращению вытеснения нефти. Выявление таких частей продуктивного разреза имеет большое значение, особенно на этапе опытно-промышленной разработки объекта для оценки возможных потерь нефти в условиях закачки холодной воды и при необходимости — для своевременного принятия решения о нагнетании в пласты горячей воды (см. § 4 главы IX).

Снижение пластовой температуры в результате закачки холодной воды в добывающей скважине может быть установлено следующим образом. В период работы добывающей скважины безводной нефтью температура потока жидкости в стволе против нижнего работающего интервала имеет аномальное значение по сравнению с природной за счет дроссельного эффекта. В стволе скважины температура снижается постепенно в направлении от забоя к устью в связи с потерями тепла в окру-

жающую скважину среду. Степень снижения температуры зависит от дебита скважины, т. е. от скорости подъема жидкости. С началом поступления в скважину воды (первые порции ее имеют пластовую температуру) происходит увеличение забойного давления и соответствующее уменьшение дебита скважины. При этом возрастают потери тепла, и снижение температуры по стволу скважины происходит несколько интенсивнее. Подход к скважине по наиболее быстро вырабатываемым прослоям фронта охлаждения приводит к весьма значительному снижению температуры жидкости в скважине выше места поступления воды. Это место фиксируется резким сдвигом температурной кривой в сторону меньших значений температуры. При обводнении нижней части эксплуатационного объекта исчезает влияние на изменение температуры дроссельного эффекта.

Следует отметить, что в действующих добывающих скважинах, особенно при многопластовом строении эксплуатационных объектов, фиксирование появления и количественная оценка отрицательных аномалий температуры, вызванных поступлением холодной воды, связаны с большими трудностями, обусловленными наличием температурных аномалий, вызванных дросселированием и поступлением в скважину пластовой жидкости из пластов многопластового объекта с различными значениями природной температуры. После остановки добывающей скважины, обводняющей холодной нагнетаемой водой, против охлажденного интервала эксплуатационного объекта фиксируется отрицательная аномалия.

Получаемые в результате температурных исследований скважин данные обобщают в виде таблиц, карт профилей, отражающих изменения температуры в пределах эксплуатационного объекта.

Контроль за изменением теплового режима залежей при других методах воздействия на пласты, вызывающих изменения их температуры, проводится аналогичным образом.

Термометрические исследования нагнетательных скважин (преимущественно остановленных) дают возможность достаточно надежно выделять в них пласты, принимающие воду. Поскольку такие пласты тесно коррелируются с работающими в добывающих скважинах, эти исследования дают ценную информацию для оценки охвата пластов процессом заводнения. Метод термометрии имеет определенные преимущества перед методом потокометрии, применяемым для решения этой же задачи. Он дает возможность выделять истинно заводняемые интервалы продуктивных пластов, в то время как потокометрия выделяет интервалы перфорации, принимающие воду, среди которых могут быть и те, куда вода поступает в связи с сообщаемостью этих интервалов с истинно поглощающими пластами в результате нарушения цементного камня за колонной. В. А. Лутков, внесший большой вклад в развитие термометрических методов контроля за разработкой, рекомендует

в качестве интервалов, принимающих воду, выделять на термограмме остановленной нагнетательной скважины интервалы с отрицательными температурными аномалиями. Характерные примеры такого выделения приведены на рис. 106. При прове-

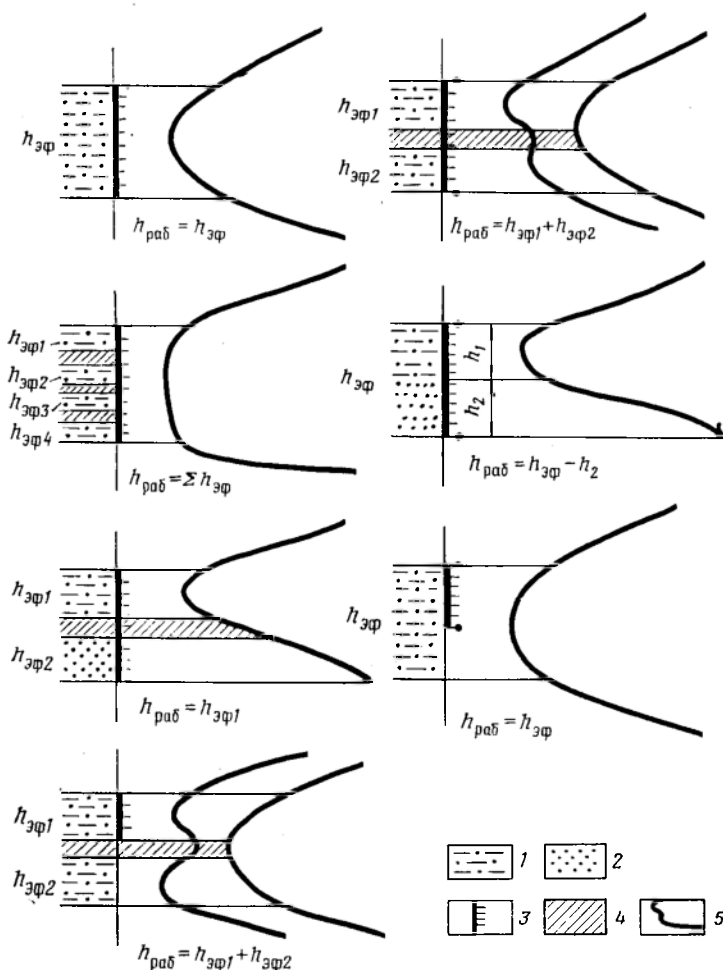


Рис. 106. Примеры выделения пластов, принимающих воду ($h_{раб}$), по термограммам остановленных нагнетательных скважин.

Эффективная мощность $h_{эф}$: 1 — принимающая воду ($h_{раб}$), 2 — не принимающая воду; 3 — интервал перфорации; 4 — непроницаемые прослои; 5 — термограмма

дении границ принимающих интервалов учитывается тот факт, что отрицательные аномалии распространяются вверх и вниз по стволу скважины вследствие теплопроводности жидкости и металла колонн, а также вследствие охлаждения пород, подстилающих и перекрывающих продуктивные пласты.

Периодическое снятие температурных кривых в водонагнетательных скважинах при остановках и сравнительный их анализ позволяют выявлять изменения режима работы пластов, случаи выключения ранее действовавших пластов из работы и др.

Изучение температурных условий в скважинах дает возможность определять и их техническое состояние. Так, по данным термометрии можно выявить один из наиболее опасных для процесса разработки дефектов скважины — низкое качество цементирования, приводящее к перетокам жидкостей по затрубному пространству в неперфорированные пласты — продуктивные или водоносные. Перетоки воды в нагнетательной скважине в пласты, не вскрытые перфорацией, фиксируются распространением отрицательной температурной аномалии за пределы поглощающего перфорированного пласта. Более четко при этом обнаруживается местоположение нижезалегающего поглощающего пласта. При определении верхнего поглощающего пласта верхняя граница поступления закачиваемой воды на температурной кривой может не выделяться резким переломом вследствие нарушения теплового равновесия пород под влиянием предшествующей работы скважины.

В добывающих скважинах методом термометрии могут быть выявлены место притока верхней воды через нарушение колонны, поступление воды по заколонному пространству из нижнего неперфорированного пласта и др. Термометрические исследования целесообразно комплексировать с изучением химического состава вод, получаемых из скважин.

Дополнительные сведения об использовании метода термометрии для контроля за работой пластов и техническим состоянием скважин приводятся в главах XII и XV.

Глава XIV

КОНТРОЛЬ ЗА ОХВАТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ

§ 1. КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ И ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЕ

При разработке залежей УВ одна из главных задач — возможно более полное вовлечение объема залежи в процесс дренирования. Степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку характеризуется *коэффициентом охвата залежи разработкой* $k_{\text{охв.р}}$, представляющим собой отношение части эффективного объема эксплуатационного объекта $V_{\text{охв.р}}$, включенной в процесс дренирования под воздействием всех видов энергии, которыми она располагает, к общему эффективному объему залежи (объекта) $V_{\text{общ}}$:

$$k_{\text{охв.р}} = V_{\text{охв.р}}/V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.1})$$

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, которая осуществляется с использованием возможностей природных режимов, в условиях непрерывно снижающегося пластового давления вследствие большой подвижности пластового газа весь объем залежи обычно представляет собой единую гидродинамическую систему, все точки которой взаимодействуют между собой. В результате практически весь объем залежи включается в процесс дренирования, т. е. $k_{\text{охв.р}} = 1$.

Условия разработки нефтяных эксплуатационных объектов, особенно при больших площадях нефтеносности и повышенной вязкости нефти, часто характеризуются слабой гидродинамической связью между отдельными их частями, в результате чего изменение давления в одной точке объекта может не оказывать видимого влияния на другие его точки. В связи с этим величина $k_{\text{охв.р}}$ часто меньше единицы.

Как уже отмечалось, в СССР нефтяные месторождения разрабатывают в основном с искусственным воздействием на пласт. 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 снижения пластового давления, благодаря чему скважины эксплуатируются с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивной характеристике перфорированных пластов.

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

$$k_{\text{охв.выт}} = V_{\text{охв.выт}}/V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.2})$$

Коэффициент охвата вытеснением входит в формулу (VIII.7), 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.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения различают коэффициент охвата по мощности и коэффициент охвата по площади. *Коэффициент охвата вытеснением по мощности* $k_{\text{охв.выт}h}$ определяется в скважине как отношение нефтенасыщенной мощности, подвергающейся

воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной мощности объекта. В нагнетательных скважинах подвергающимся воздействию считают те пласты и прослои эксплуатационного объекта, в которые поступает нагнетаемая вода, а в добывающих скважинах — пласты и прослои, активно отдающие нефть в условиях стабильного или даже возрастающего пластового давления.

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

Величины $k_{\text{охв. выт } h}$, $k_{\text{охв. выт } S}$ и $k_{\text{охв. выт}}$ зависят в первую очередь от геологической характеристики эксплуатационного объекта. Большое влияние оказывают также степень соответствия принятой системы разработки геологической характеристике объекта и условия ее реализации.

Рассмотрим особенности охвата процессом вытеснения для случая, когда полностью разбуренный в соответствии с проектным документом эксплуатационный объект представлен монолитным, т. е. не расчлененным непроницаемыми прослоями пластом. При нагнетании в такой пласт воды $k_{\text{охв. выт } h}$ можно считать равным единице, если даже приемистость регистрируется не по всей мощности пласта, поскольку давление, создаваемое нагнетанием воды, перераспределяется и по горизонтали и по вертикали. На охват однопластового объекта процессом вытеснения по площади в первую очередь оказывают влияние проницаемость коллекторов $k_{\text{пр}}$ и вязкость пластовой нефти $\mu_{\text{н}}$, определяющие фильтрационные свойства пласта. При прочих равных условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости пласта и уменьшением вязкости нефти. Поскольку увеличение указанных свойств действует в разных направлениях, для характеристики фильтрационной способности пласта используют их отношение $k_{\text{пр}}/\mu_{\text{н}}$, называемое *подвижностью нефти* в пластовых условиях, или *проводимостью пласта*. Как показывает опыт разработки, при пониженной подвижности нефти ($k_{\text{пр}}/\mu_{\text{н}} < 0,1 \text{ м}^4/(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние от разрезающего ряда нагнетательных скважин распространяется не далее 1—1,5 км в каждую сторону от него. Поэтому в таких условиях ширину полос между разрезающими рядами принимают не более 2—3 км. При высокой подвижности нефти ($k_{\text{пр}}/\mu_{\text{н}} \geq 0,1 \text{ м}^4/(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние нагнетания воды распространяется на более далекое расстояние, поэтому ширину полос между линиями разрезания можно принимать большей — до 4—5 км. При однородном строении пласта по площади выбор оптимальной ширины полосы между разрезающими рядами (а также выбор оптимальной ширины залежи при изучении возможности применения законтурного заводнения, выбор расстояния между очагами заводнения и т. д.),

соответствующей фильтрационной характеристике пласта, обеспечивает охват полосы (залежи) воздействием по всей ее ширине. Завышение ширины полос при разрезании залежей или применение законтурного заводнения при большой ширине залежи приводит к тому, что внутренняя, удаленная от нагнетательных скважин часть площади не испытывает воздействия. Большое влияние на степень охвата пласта вытеснением по площади оказывают его микро-, мезо- и макронеоднородность. В связи с зональной неоднородностью пласта нагнетательные скважины характеризуются существенно различной приемистостью, а на отдельных участках эксплуатационных объектов в связи с весьма низкой проницаемостью коллекторов или с их отсутствием обеспечить закачку воды не удастся совсем. Это приводит к тому, что некоторые внутренние участки площади остаются не включенными в процесс вытеснения. Наличие локальных участков отсутствия коллекторов, участков с низкой проницаемостью, дизъюнктивных нарушений между нагнетательными и добывающими скважинами ограничивает распространение влияния закачки на отдельные части площади.

Таким образом, величина коэффициента охвата воздействием монолитного пласта, имеющего неоднородное строение, зависит от расположения нагнетательных и добывающих скважин относительно экранирующих элементов пласта. Расположение скважин без учета характера неоднородности пласта увеличивает количество и размеры участков, не испытывающих влияния закачки вследствие их экранирования. Кроме того, вне процесса вытеснения оказываются локальные участки около границ распространения коллекторов, за добывающими скважинами, хотя на них влияние закачки и распространяется (рис. 107). На этапах проектирования разработки учесть при размещении проектных скважин неоднородность во всех ее деталях не удастся, так как она бывает изучена еще не в полной мере. Однако общие закономерности могут быть учтены. Так, в условиях часто наблюдаемого залегания терригенных коллекторов с разной мощностью и проницаемостью в виде чередующихся полос причудливой формы примерно одного простирания ряды нагнетательных скважин целесообразно располагать вкрест простирания полос. Сокращение размеров не охваченных вытеснением краевых участков зон залегания коллекторов возможно за счет более плотной сетки скважин основного фонда, а также за счет бурения скважин резервного фонда.

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

нагнетательных. Соответствие объема нагнетаемой воды объему добываемой из пласта жидкости является, таким образом, одной из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением по площади.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта явления, рассмотренные для однопластового объекта, могут быть свойственны каждому из пластов в отдельности. При этом на разных участках объекта в плане могут совмещаться зоны пластов как с примерно одинаковой, так и с существенно разли-

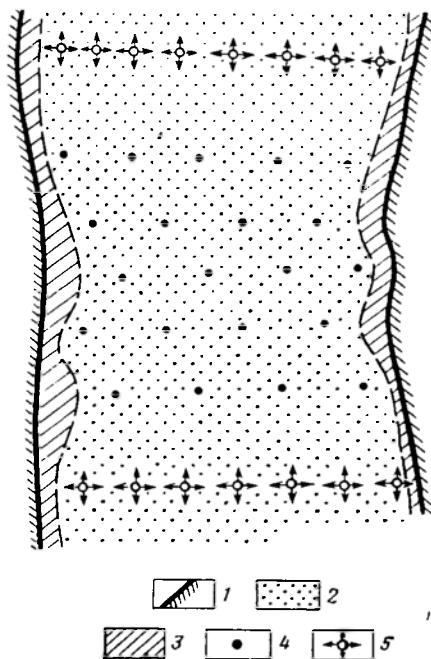
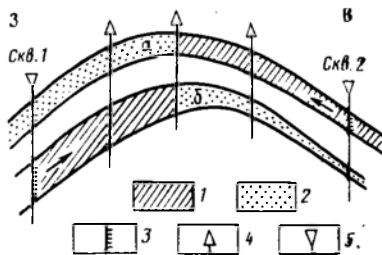


Рис. 107. Охват процессом вытеснения прерывистого продуктивного пласта.

1 — границы распространения коллекторов; 2 — охваченная процессом вытеснения; 3 — не охваченные процессом вытеснения; 4 — добывающие; 5 — нагнетательные

Рис. 108. Охват вытеснением объекта разработки, состоящего из пластов а и б.

Пласт: 1 — охваченный воздействием от закачки; 2 — не охваченный; 3 — интервал перфорации; 4 — добывающие; 5 — нагнетательные



чающейся характеристикой охвата вытеснением. Это бывает связано с неравномерным охватом по мощности, выражающимся в том, что в скважинах могут быть пласты как вовлеченные в процесс вытеснения, так и не работающие. Следует иметь в виду, что выполняемое из экономических соображений объединение неоднородных пластов для совместной их разработки объективно приводит к снижению в той или иной мере степени охвата каждого из них по площади процессом вытеснения. Это обусловлено особенностями работы пластов в нагнетательных скважинах. Установлено, что при совместной перфорации в нагнетательных скважинах пластов с существенно различной проницаемостью воду принимают пласты с повышенной проницаемостью, в то время как в менее проницаемые пласты вода не поступает. На рис. 108 показана особенность охвата воздей-

вию объекта разработки, состоящего из двух пластов а и б. В скв. 1 воду принимает только нижний пласт б, который на этом участке более проницаем, чем пласт а, в результате в западной части объекта воздействием охвачена только его нижняя часть. В скв. 2 воду принимает лишь верхний (более проницаемый на этом участке) пласт а и, следовательно, в восточной части объекта воздействием охвачена лишь его верхняя часть. На Ромашкинском нефтяном месторождении в разрезе горизонта Д₁, разрабатываемого в виде единого эксплуатационного объекта, выделяют семь пластов-коллекторов. В условиях прерывистого залегания каждого из них на площади, постепенного уменьшения числа нефтенасыщенных пластов к периферии залежи и наличия мест слияния пластов в разрезах скважин часто встречается два—четыре пласта. Анализ приемистости пластов при давлении нагнетания воды 12 МПа показал, что при наличии в разрезе нагнетательных скважин двух пластов они оба принимают воду только в 50 % скважин, а в остальных скважинах в один из пластов вода не поступает. В скважинах, в разрезе которых три изолированных пласта, в 50 % случаев воду принимает только один пласт, в 30 % случаев — два пласта и лишь в 20 % — все три пласта. Среди скважин, имеющих в разрезе четыре пласта, не выявлено таких, где все пласты принимают воду. Связано это с тем, что для освоения под закачку пластов с разной проницаемостью требуются разные репрессии — меньшие при высоких значениях проницаемости и большие — при низких. При совместном освоении пластов вода поступает только в те пласты, для которых применяемое давление нагнетания воды оказывается достаточным. Все сказанное объясняет тот факт, что при разработке многопластовых объектов коэффициент охвата их процессом вытеснения по мощности имеет значения, меньшие единицы. Это снижает величину коэффициента охвата объекта в целом. Обычно, чем выше расчлененность объекта разработки и чем больше различия в коллекторских свойствах его пластов, тем большее их число не принимает воду и, следовательно, тем ниже охват воздействием по мощности объекта. Это обстоятельство необходимо учитывать при обосновании выделения эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении (см. главу X), а также при обосновании и выполнении комплекса мероприятий по управлению процессом разработки, в том числе мероприятий, направленных на включение в работу возможно большего числа пластов в нагнетательных скважинах (см. главу XVI).

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

карты строят на основе карт распространения коллекторов. На них указывают месторождение нагнетательных и добывающих скважин, общие границы распространения коллекторов с разной продуктивностью (наиболее часто выделяют две группы коллекторов — с высокой и низкой продуктивностью), дизъюнктивные нарушения, границы зон вытеснения. Иногда на карту наносят изопахиты эффективной нефтенасыщенной мощности, чаще же используют карты мощности, построенные отдельно. По карте охвата находят $V_{\text{охв. выт}}$ и $V_{\text{общ}}$, которые определяют соответственно в границах распространения коллектора как произведение средней мощности пласта на соответствующих участках на величину их площади. При постоянной нефтенасыщенной мощности пласта коэффициент охвата может быть определен как отношение площади пласта $S_{\text{охв. выт}}$, охваченной процессом вытеснения, к площади распространения нефтенасыщенных коллекторов.

По многопластовому объекту в целом коэффициент охвата вытеснением $S_{\text{общ}}$ может быть определен как среднее взвешенное по мощности из значений этого коэффициента, полученных для отдельных пластов:

$$k_{\text{охв. выт}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{охв. выт. } i} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (\text{XIV.3})$$

где $k_{\text{охв. выт. } i}$ и h_i — соответственно коэффициент охвата вытеснением и средняя нефтенасыщенная мощность каждого из пластов объекта; $\sum_{i=1}^n h_i$ — средняя эффективная нефтенасыщенная мощность объекта в целом.

Различают коэффициенты охвата вытеснением прогнозный и фактический.

Прогнозный коэффициент охвата вытеснением обосновывают при проектировании разработки месторождения для определения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Поскольку данных о строении неоднородных пластов, полученных по разведочным скважинам, бывает недостаточно для построения карт распространения коллекторов, при составлении первого проектного документа $k_{\text{охв. выт}}$ может быть принят по аналогии с идентичными пластами более изученных ближайших месторождений.

При составлении второго проектного документа с использованием данных бурения большей части скважин основного фонда могут быть использованы карты распространения коллекторов, составленные непосредственно по изучаемым пластам. Границы зон воздействия при этом наносят на карты предположительно, исходя из особенностей мезо- и макронеоднородности пластов.

Известно несколько способов выделения таких зон для прогноза коэффициента охвата вытеснением. При этом исходят из

предпосылки, что проектируемая система разработки обеспечит полную компенсацию отбора жидкости из пласта закачкой рабочего агента (воды) и не будет намеренной временной консервации каких-либо частей залежи.

В настоящее время наиболее широко используется способ прогноза $k_{\text{охв. выт}}$, предложенный Ю. П. Борисовым, В. В. Воиновым, З. К. Рябининой. Способ основан на разделении всего нефтенасыщенного объема пласта на непрерывную часть V_n , полулинзы $V_{\text{пл}}$ и линзы V_l . На карте распространения коллекторов к непрерывной части пласта относят участки залегания коллекторов, имеющие не менее чем два выхода к контуру питания, т. е. ограниченные не менее чем с двух сторон линиями нагнетания и получающие воздействие с противоположных сторон. К полулинзам относят участки коллекторов, прилегающие к одной линии нагнетания, вследствие чего воздействие на них может осуществляться только с одной стороны. К линзам относят изолированные участки пласта-коллектора, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами и не выходящие на линии нагнетания.

При прогнозировании $k_{\text{охв. выт}}$ исходят из следующего допущения. Непрерывные части пласта, где вытеснение нефти водой происходит по встречным направлениям к расположенному посередине стягивающему эксплуатационному ряду, будут охвачены этим процессом полностью. В полулинзах вытеснение происходит только в одном направлении со стороны разрезающего ряда. При этом между последним рядом добывающих скважин и границей распространения коллекторов будут оставаться участки, не вовлекаемые в разработку. Поэтому полулинзы окажутся охвачены вытеснением не полностью. В линзах вытеснения происходить не может, поэтому они остаются вне границ охвата вытеснением.

В соответствии с этим потенциально возможный коэффициент охвата воздействием определяется по формуле

$$k_{\text{охв. выт}} = (V_n + \alpha V_{\text{пл}}) / V_{\text{общ}}, \quad (\text{XIV.4})$$

где $V_{\text{общ}}$ — полный объем нефтенасыщенного пласта; α — коэффициент, определяемый исходя из длины полулинз в направлении, соответствующем общему направлению вытеснения.

На рис. 109, а показано выделение V_n , $V_{\text{пл}}$ и V_l в прерывистом продуктивном пласте при законтурном (приконтурном) заводнении, прогнозный коэффициент охвата в целом по пласту будет равен

$$k_{\text{охв. выт}} = [V_n + \alpha (V_{\text{пл1}} + V_{\text{пл2}} + V_{\text{пл3}})] / V_{\text{общ}}. \quad (\text{XIV.5})$$

Важно подчеркнуть, что по одному и тому же продуктивному пласту доли объемов V_n , $V_{\text{пл}}$, V_l в общем объеме залежи зависят от системы заводнения (или другого вида воздействия). На рис. 109, б показано выделение V_n , $V_{\text{пл}}$ и V_l для того же пласта, что и на рис. 109, а, но в случае применения кроме

законтурного заводнения еще и разрезания тремя рядами нагнетательных скважин.

В результате разрезания существенно увеличился объем непрерывной части пласта, к которому теперь стали относиться объемы двух участков $V_{н1}$ и $V_{н2}$. Сократился объем полулинз, среди которых остались небольшие участки $V_{пл1}$, $V_{пл2}$, $V_{пл3}$, $V_{пл4}$ и $V_{пл5}$, уменьшился объем линз, поскольку в новых условиях линзы представлены лишь объемами $V_{л1}$ и $V_{л2}$.

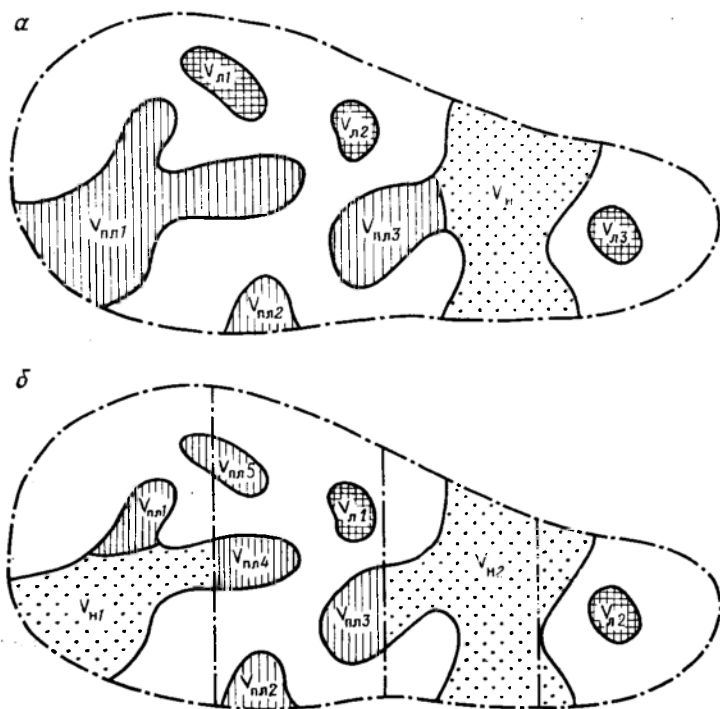


Рис. 109. Выделение объемов непрерывной части пласта $V_{н}$, полулинз $V_{пл}$ и линз $V_{л}$ для определения коэффициента охвата вытеснением.

а — законтурное заводнение; *б* — внутриконтурное заводнение; штрихпунктирными линиями показано положение рядов нагнетательных скважин

Прогнозный $k_{охв. выт}$ при этом значительно повышается и составляет

$$k_{охв. выт} = [V_{н1} + V_{н2} + \alpha (V_{пл1} + V_{пл2} + V_{пл3} + V_{пл4} + V_{пл5})] / V_{общ.} \quad (XIV.6)$$

Из приведенных примеров видно, что при прерывистом строении пласта, меняя положение и количество разрезающих рядов, можно увеличивать охват залежи воздействием.

Прогнозирование охвата воздействием на стадии подготовки месторождения к разработке может также осуществляться по

геологическим профилям. Для этого строят серию попарных профилей всех пробуренных разведочных скважин (рис. 110).

При залегании прерывистых пластов преимущественно в виде полос сложной конфигурации М. М. Саттаров и другие исследователи предлагают использовать иной способ определения $k_{\text{охв. выт}}$. Он основан на предпосылке, что при заводнении подобных пластов в процесс вытеснения не включаются краевые полосообразные участки коллекторов вдоль границ их распространения, имеющие в среднем ширину, равную половине расстояния между добывающими скважинами при принятой сетке их размещения (см. рис. 108).

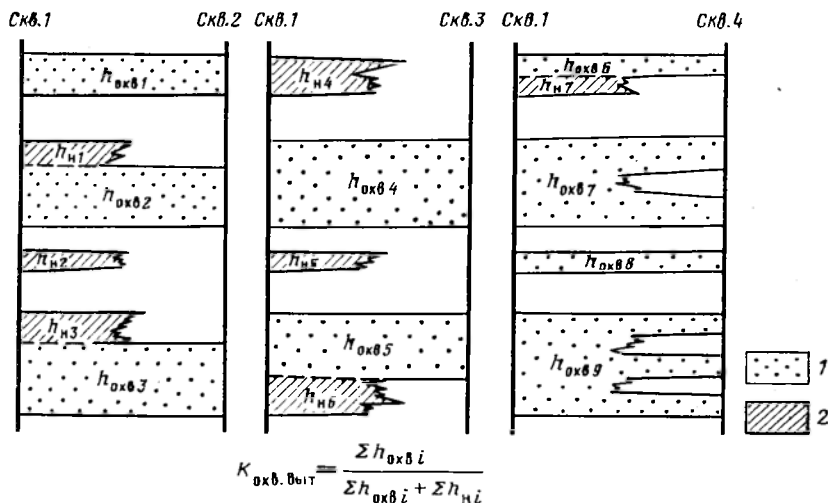


Рис. 110. Прогнозирование охвата воздействием по геологическим профилям. Интервалы пластов: 1 — охваченные воздействием ($h_{\text{окв}}$), 2 — не охваченные воздействием (h_n)

При этом прогнозный коэффициент охвата пласта вытеснением определяется по формуле

$$k_{\text{охв. выт}} = 1 - L\sigma/2F, \quad (\text{XIV.7})$$

где L — общая длина границ распространения коллекторов изучаемого пласта в пределах залежи; σ — принятое расстояние между добывающими скважинами; F — площадь распространения коллекторов в пределах залежи; $L\sigma/2F$ — коэффициент потерь за счет неполного охвата пласта воздействием.

Применение этого способа определения прогнозного $k_{\text{охв. выт}}$ дает возможность количественно оценивать влияние на его величину плотности сетки добывающих скважин при разной степени макронеоднородности пласта по площади.

В процессе разработки эксплуатационного объекта периодически (обычно на конец года) составляют карты фактиче-

ского охвата каждого пласта эксплуатационного объекта процессом вытеснения и объекта в целом. Это делается для оценки эффективности принятой системы и процесса разработки — для выяснения соответствия фактического охвата проектному, а также выявления частей объекта, недостаточно участвующих в дренировании, и обоснования технологических мероприятий, направленных на активизацию их разработки.

Для построения карт фактического охвата вытеснением используют комплекс данных, характеризующих работу скважин и пластов в целом.

§ 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ ОДНОПЛАСТОВОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Для однопластового объекта карту фактического охвата вытеснением обычно составляют, используя данные о соотношении объемов закачиваемой и отбираемой жидкости, о динамике пластового и забойного давления в скважинах, о закономерностях изменения дебита и обводненности скважин, промыслового газового фактора и др. Получаемые по скважинам данные в этом случае характеризуют работу пласта в соответствующих точках и на соответствующих участках объекта по всей его мощности.

Изучение соотношения объемов закачки и отбора позволяет дать оценку охвата воздействием сравнительно крупных участков залежи, приуроченных к залегающему практически повсеместно сравнительно однородному пласту. Для этого площадь залежи условно разбивают на участки, «обслуживаемые» той или иной группой нагнетательных скважин (или отдельными скважинами). Например, участки, расположенные по обе стороны от отрезков разрезающего ряда, участки вокруг очаговых скважин и т. п.

Размеры и количество участков выбираются в зависимости от размещения нагнетательных скважин, их приемистости, дебитов эксплуатационных скважин с таким расчетом, чтобы показатели работы скважин в пределах каждого участка имели близкие характеристики, но достаточно различались по разным участкам.

По скважинам каждого из выделенных участков определяют текущие объемы отбора жидкости в пластовых условиях и закачиваемого агента. Участки, характеризующиеся компенсацией объема отбираемой жидкости объемом закачки, могут быть отнесены к хорошо охваченным воздействием. В пределах участков, на которых объем текущей закачки меньше объема текущего отбора, можно ожидать наличия полей, не охваченных воздействием закачки. На участках, где закачка не производится, воздействие обычно отсутствует, хотя возможны случаи некоторого воздействия на них со стороны участков, на которых объемы закачки значительны.

Сравнительную оценку охвата участков пласта воздействием можно получить, сопоставляя темпы добычи нефти из них, текущую и накопленную обеспеченность отбора закачкой агента в пласт.

Изучение динамики пластового давления дает возможность достаточно уверенно судить об охвате воздействием отдельных участков пласта и пласта в целом, при этом дифференцировать участки, охваченные воздействием, по степени охвата. На участках объекта разработки, достаточно охваченных воздействием, пластовое давление в эксплуатационных скважинах в течение длительного времени остается стабильно повышенным или имеет тенденцию к росту при высоких темпах добычи нефти; на участках с недостаточным воздействием пластовое давление слабо снижается; на участках, не охваченных воздействием, давление снижается весьма интенсивно даже при низких темпах добычи нефти. Анализ производится путем сопоставления карт изобар на ряд последовательных дат и выделения участков с разной степенью охвата воздействием.

По картам изобар по резкому снижению пластового давления можно установить местоположение литологических или тектонических экранов, препятствующих распространению влияния от нагнетания воды.

О степени охвата отдельных участков процессом вытеснения можно судить и по показателям работы скважин. Так, о расположении скважин в зонах влияния закачки говорит их устойчивый дебит, соответствующий продуктивности пласта. Снижение дебита скважин или низкий дебит при высокой продуктивности скважин, наоборот, свидетельствует о недостаточном охвате процессом вытеснения или о расположении скважин вне зоны охвата вытеснением. Рост величины промыслового газового фактора по группе скважин указывает на снижение на этом участке залежи пластового давления ниже давления насыщения, что может служить признаком расположения этого участка за пределами зоны, охваченной процессом вытеснения нефти водой. Низкая приемистость нагнетательных скважин на некоторых участках пласта обычно служит показателем недостаточного охвата их воздействием.

Комплексный анализ всех данных, характеризующих эксплуатацию скважин и участков пласта, позволяет достаточно надежно нанести на карту распространения коллекторов границы зон, охваченных вытеснением, а в ряде случаев и дифференцировать эти зоны по степени активности процесса. При этом могут быть выделены три группы зон.

I. Зоны пласта с достаточным (активным) охватом процессом вытеснения. Это участки пласта на карте охвата вытеснением, в пределах которых благодаря восполнению закачкой достаточно высоких отборов нефти обеспечиваются высокое пластовое давление и активная работа всех скважин с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивности пласта.

II. Зоны с недостаточным (с ослабленным) охватом процессом вытеснения, соответствующие на картах охвата вытеснением участкам пласта, которые в связи с ограниченными объемами нагнетания воды или с частичной экранированностью испытывают недостаточное воздействие, что приводит к снижению пластового давления и пониженным дебитам, не соответствующим продуктивности пласта.

III. Зоны, не охваченные процессом вытеснения нефти водой, т. е. участки пласта, в пределах которых влияние закачки воды практически не наблюдается и происходит (или уже произошло) резкое снижение пластового давления.

§ 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА

Как было показано выше, при разработке многопластового эксплуатационного объекта вследствие различия коллекторских свойств разных пластов, их макронеоднородности и по другим причинам обеспечение достаточно полного охвата пластов процессом вытеснения представляет более сложную задачу, чем при разработке однопластового объекта.

Значительные трудности представляет количественная оценка фактического охвата многопластового объекта процессом вытеснения. Как уже отмечалось, для этого необходимо определить $K_{\text{охв. выт}}$ для каждого пласта в отдельности и затем перейти к оценке этого показателя для объекта в целом. Однако показатели работы скважин в этих условиях (приемистость, дебит, давление и др.) отражают работу какой-то суммы пластов — всех пластов объекта или, если в скважине работают не все пласты, — их части, обычно не известно какой. Следовательно, показатели работы скважины в целом, как правило, не могут быть использованы для характеристики охвата разработкой отдельных пластов.

В связи с этим при изучении охвата вытеснением многопластового объекта необходимо использовать всевозможные методы исследования скважин и наблюдения, которые при комплексном использовании дают возможность получить дифференцированную оценку работы пластов в возможно большем количестве скважин, относительно равномерно размещенных по площади объекта.

В первую очередь необходимо организовать систематические наблюдения за работой тех нагнетательных и добывающих скважин, в которых вскрыт перфорацией только один из пластов (в связи с отсутствием в разрезе скважины других пластов-коллекторов, расположением скважины в зоне ВНК, где нижние пласты водоносны и т. д., а также специально подготовленных для контроля за работой отдельных пластов). Таких скважин бывает немного, но они дают наиболее надежную информацию о работе пластов и поэтому на протяжении всего

периода разработки должны находиться в центре внимания промыслового геолога.

В скважинах — как нагнетательных, так и добывающих, в которых перфорацией вскрыты два пласта или более, должны проводиться по специальному плану глубинные исследования. Их главная цель — выявить работающие и бездействующие пласты и дать количественную оценку показателей эксплуатации каждого из работающих пластов. Поскольку охват залежи процессом вытеснения обеспечивается за счет нагнетания в пласты воды, в первую очередь выявляются работающие пласты в нагнетательных скважинах, затем (или параллельно) ведут исследование пластов в добывающих скважинах. Ниже дается краткая характеристика методов исследования скважин, с помощью которых решается эта задача.

Метод радиоактивных изотопов. Для выявления пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах, одним из первых стали использовать метод радиоактивных изотопов. В закачиваемую воду добавляется радиоактивное вещество, часть которого адсорбируется на порода принимающих ее пластов. В результате на диаграммах гамма-каротажа, снятых после закачки изотопов, эти пласты выделяются резкими радиоактивными аномалиями. Сравнивая диаграммы гамма-каротажа, снятые до и после закачки изотопов, можно с большой степенью надежности выделить такие пласты.

На рис. 111 приведены результаты исследования методом изотопов одной из нагнетательных скважин Ромашкинского месторождения в Татарии. В скважине перфорировано четыре продуктивных пласта со сходной коллекторской характеристикой, в которые производится совместная закачка воды. На диаграмме гамма-каротажа видно, что воду принимают только два из этих пластов — верхний и нижний. В то же время из диаграммы следует, что в связи с некачественным цементированием колонны часть воды поступает также в два нижезалегающих неперфорированных пласта (такие нежелательные случаи не единичны и их выявление имеет большое практическое значение, поскольку позволяет устранять непроизводительные потери воды).

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

Недостаток метода заключается в том, что он дает только качественную картину. Количественного же выражения приемистости пластов метод не дает. Поэтому в последние годы метод радиоактивных изотопов чаще применяют для выявления законного движения воды при некачественном цементировании.

Метод механической потокометрии. Изучение работы пластов в нагнетательных и добывающих скважинах

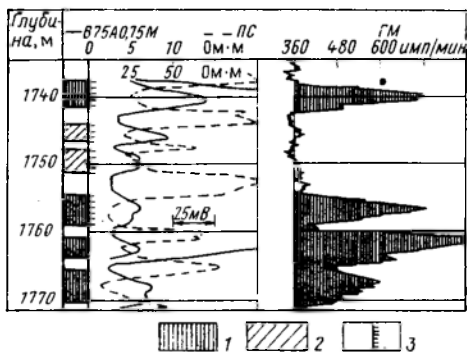


Рис. 111. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами.

Пласты: 1 — работающие, 2 — неработающие; 3 — интервал перфорации

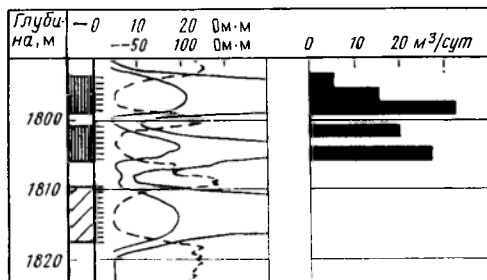


Рис. 112. Профиль притока в добывающей скважине по данным исследования глубинным дебитомером.

Условные обозначения см. на рис. 111

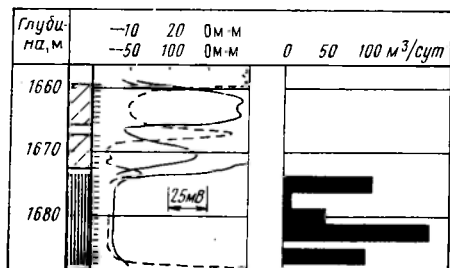


Рис. 113. Профиль приемистости нагнетательной скважины по данным исследования глубинным расходомером.

Условные обозначения см. на рис. 111

выполняется этим методом с помощью механических глубинных расходомеров — дебитомеров, фиксирующих скорость потока по стволу скважины. Основной узел прибора — датчик турбинного типа (вертушка), реже поплавкового, дискового или других типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение ствола в точке установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и измеряя скорость вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, проходящей через его сечение на разных глубинах.

Данные замеров представляются в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного измеренного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебиты (приемистость) каждого из пластов.

На рис. 112 показан профиль притока по добывающей скважине, в которой перфорировано три пласта. В этой скважине дебитомер фиксирует приток жидкости только из двух верхних пластов. Дебит верхнего пласта составляет около $52 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе из самой верхней его ча-

сти поступает примерно $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, из средней части 15 , из нижней около $32 \text{ м}^3/\text{сут}$. Средний пласт работает с дебитом около $47 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе из его верхней части поступает приблизительно $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, из нижней около $27 \text{ м}^3/\text{сут}$, а из средней части приток не фиксируется.

На рис. 113 приведен профиль приемистости нагнетательной скважины, в которой перфорировано три пласта. Из них воду принимает только нижний, наиболее мощный монолитный пласт. Приемистость его около $500 \text{ м}^3/\text{сут}$. Причем, как видно на профиле, приемистость его по мощности неравномерна.

Метод механической потокометрии применяется весьма широко.

Метод термокондуктивной потокометрии. Этот метод основан на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры выше окружающей среды.

Результаты измерений в скважинах, проводимых термокондуктивными дебитомерами — расходомерами, также представляются обычно в виде кривых, характеризующих профиль притока (расхода) против продуктивного разреза скважины.

Этот метод в отличие от метода механической потокометрии менее точен. Практически он может быть использован главным образом для качественных оценок, т. е. для выделения работающих и неработающих пластов.

При использовании методов механической и термокондуктивной потокометрии необходимо четко представлять себе, что они характеризуют работу фильтра скважины (перфорационных отверстий). Выделяемые ими работающие интервалы часто оказываются меньше фактически работающей мощности пласта. Этот факт установлен на основании многочисленных прямых и косвенных наблюдений. На это указывает то обстоятельство, что коэффициент охвата воздействием, определенный лишь по данным потокометрии, обычно гораздо ниже фактического. Так, коэффициент охвата для горизонта D_1 Ромашкинского месторождения, принятый соответствующим работающей мощностью, определенной по данным потокометрии, оказался меньше фактического, определенного в заводненной части пласта, где охваченный вытеснением (и уже заводненный) объем надежно выделен другими методами.

Занижение глубинными дебитомерами — расходомерами работающей мощности пластов связано с недостаточной чувствительностью приборов, а также с неучетом потоков жидкости между скважинами. Фиксирование глубинным дебитомером (расходомером) притока (расхода) против пласта дает основание полагать, что продуктивный пласт работает по всей мощности.

Данные дебитометрии — расходометрии следует использовать в комплексе с другими данными.

С помощью информации, получаемой методом потокометрии, можно надежно определять, какие из перфорированных пластов не дают притока или не принимают воду, т. е. не охвачены воздействием в районе данной скважины, и каков дебит (приемистость) каждого из пластов, работающих в скважине.

Термометрический метод. Использование метода предусматривает снятие температурных кривых в продуктивной части разреза, что позволяет выделять работающие и неработающие пласты. Особенно результативен он в нагнетательных скважинах.

В нагнетательных скважинах метод дает хорошие результаты благодаря различной степени охлаждения пород, контактирующих со стенками скважины при закачке холодной воды. Обычно в стволе действующей нагнетательной скважины уста-

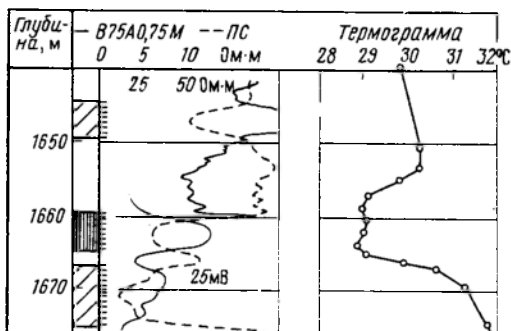


Рис. 114. Термограмма нагнетательной скважины. Условные обозначения см. на рис. 111

навливается наведенный тепловой режим, отличающийся от природного, и температурная кривая приобретает вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки против непринимавших воду интервалов разреза происходит быстрое восстановление температуры, против поглощающих интервалов температура длительное время остается сниженной. На температурной кривой, снятой при остановке скважины, поглощающие пласты четко фиксируются отрицательными аномалиями температуры.

На рис. 114 приведена термограмма нагнетательной скважины, снятая через некоторое время после прекращения закачки. На термограмме видно, что из трех перфорированных пластов в этой скважине воду принимает только один — средний.

Выделение работающих пластов в добывающих скважинах производится по термограммам, полученным при их работе. Данные по добывающей скважине менее надежны, так как распределение температуры по ее стволу определяется рядом факторов: дроссельным эффектом, калориметрическим смешиванием жидкости, поступающей в скважину из пластов с разной

температурой, теплообменом восходящего потока с окружающими ствол скважины горными породами.

Термограмма действующей скважины с одним работающим пластом имеет простой вид: против подошвы работающего пласта за счет проявления дроссельного эффекта наблюдается сдвиг температурной кривой T на величину Δt по сравнению с естественной геотермой T_0 (рис. 115). Кровля работающего пласта на термограмме не выделяется.

В добывающей скважине с несколькими работающими пластами поступление жидкости из верхних пластов отмечается скачкообразным изменением угла наклона термограммы к оси глубин, связанным с калориметрическим смешиванием двух

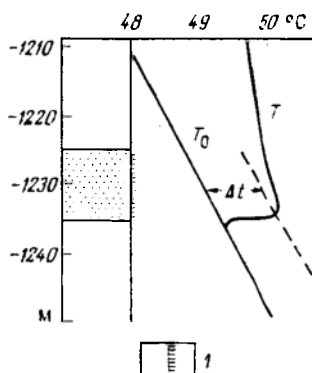


Рис. 115. Проявление дроссельного эффекта на термограмме действующей добывающей скважины с одним работающим пластом.

I — интервал перфорации; T_0 — геотерма; T — температурная кривая в действующей скважине

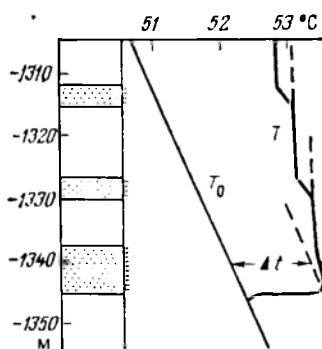


Рис. 116. Термограмма действующей добывающей скважины с дроссельным эффектом против нижнего пласта и эффектом калориметрического смешивания жидкости против двух верхних пластов.

Условные обозначения см. на рис. 115

потоков — восходящего и притекающего из пластов (рис. 116).

Метод фотоколориметрии нефти. Этот метод оказывает помощь при контроле за перемещением нефти в пластах и выделении работающих и неработающих пластов. Особенно полезен он при механизированном способе эксплуатации, когда глубинная потокометрия не может быть выполнена.

Основан метод на определении коэффициента светопоглощения нефти $K_{сп}$, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола и асфальтенов). Определение $K_{сп}$ нефти производится путем исследования небольшой по количеству пробы нефти (несколько кубических сантиметров), отобранной на устье скважины, с помощью фотоколориметра. Обычно величина $K_{сп}$ изменяется в достаточно широких пределах по площади залежи и по мощности. Поэтому из скважины добывается «меченая» природой нефть, обладающая определенными свойствами в каждой точке пласта.

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

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

Многопластовые объекты нередко характеризуются резким изменением значений $K_{\text{сп}}$ нефти по разрезу, в результате чего пласты или группы пластов имеют разные диапазоны значений $K_{\text{сп}}$. Так, по верхним пластам горизонта D_1 Ромашкинского месторождения $K_{\text{сп}}$ равен 350—450 ед., а по нижним — более 450 ед. На Западно-Сургутском месторождении в Западной Сибири в пласте B_1 $K_{\text{сп}}$ нефти изменяется от 543 до 301 ед., а в разрабатываемом совместно с ним пласте B_{10} — в диапазоне 120—310 ед.

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

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

$$\begin{aligned} q_1 &= (K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп.см}})/(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1}); \\ q_2 &= (K_{\text{сп.см}} - K_{\text{сп}1})/(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1}), \end{aligned} \quad (\text{XIV.9})$$

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

Кроме описанных выше методов для выделения работающих и неработающих пластов могут привлекаться и другие виды исследования, такие как нейтронный каротаж, резистивиметрия и т. п. Определение неработающих пластов нейтронными методами основано на том, что в их призабойной зоне остается фильтрат промывочной жидкости, попавшей при буре-

нии или при ремонте скважин, и на диаграммах методов НГМ—ННМТ они выделяются как водоносные. Если скважина дает безводную нефть, значит эти пласты не участвуют в работе скважины.

На рис. 117 показан пример выделения работающих и неработающих пластов в безводной эксплуатационной скважине нейтронными методами. Здесь верхние три прослоя по комплексу НГМ—ННМТ выделяются как нефтеносные. Их призабойная зона очищена от фильтрата промывочной жидкостью, следовательно, они работают. Нижний перфорированный нефтяной пласт, видимо, не работает, так как на диаграммах он выделяется как водоносный. Поскольку скважина работает безводной нефтью, можно полагать, что этот пласт загрязнен фильтратом раствора, а это в свою очередь указывает на то, что приток из него не вызван.

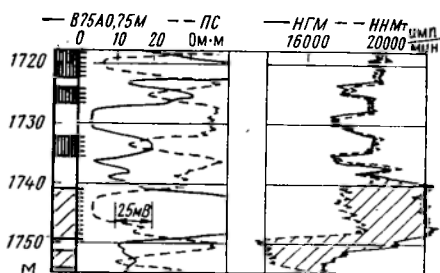


Рис. 117. Определение неработающих пластов в добывающей скважине по данным комплекса НГМ—ННМТ.

Условные обозначения см. на рис. 111

Как уже указывалось, важную информацию о степени охвата пласта процессом вытеснения приносят данные о поведении пластового давления. Однако в условиях совместной работы пластов в скважине фиксируется давление, соответствующее наиболее активно работающему пласту. Определение пластового давления в каждом из пластов представляет определенные трудности. Данные о нем можно получить косвенным способом — путем исследования скважины методом установившихся отборов с определением дебита пластов глубинным потокоммером и замером забойного давления, общего для всех пластов. Построение по этим данным индикаторных диаграмм и экстраполяция их до оси давлений позволяют найти значения пластового давления для каждого пласта в отдельности.

Для построения карт охвата пластов многопластового объекта воздействием проводят систематизацию и обобщение в комплексе всей имеющейся геологопромысловой информации об особенностях геологического строения объекта разработки, применяемой системы разработки, о работе каждого пласта в скважинах, взаимодействии добывающих и нагнетательных скважин.

Обобщение данных проводят примерно в такой последовательности.

Вначале обобщают все данные о строении объекта разработки: для каждого пласта многопластового объекта строят карты, характеризующие его мезо- и макронеоднородность по площади, — карты распространения коллекторов вообще и коллекторов разных типов. Эти карты используются в качестве геологической основы для анализа.

Затем обобщают все имеющиеся данные о работе пластов в каждой действующей нагнетательной и добывающей скважине: выделяют работающие и неработающие пласты, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин распределяют между работающими пластами.

При обобщении информации о работе пластов полезно разделить ее по степени надежности на несколько групп.

В группу самых достоверных данных следует отнести информацию, полученную по скважинам, в которых перфорирован только один пласт. В этом случае все данные о работе скважины (дебит или приемистость, обводненность, пластовое давление, газовый фактор и др.) соответствуют данным о работе именно этого пласта. Обработка такой информации наиболее проста и не требует специальных приемов.

Ко второй группе данных — менее достоверных, следует отнести информацию по скважинам, в которых перфорировано два-три пласта или более, но работает только один пласт. В этом случае дебит (приемистость), замеренный на поверхности, а также пластовое давление могут быть отнесены только к работающему пласту. Достоверность материалов этой группы зависит от степени надежности доказательств того, что в данной скважине действительно работает только один конкретный пласт. Прямыми доказательствами служат данные исследования скважин и пластов методами, описанными выше (глубинная потокометрия, термометрия, $K_{сн}$ нефти и т. д.).

При большом фонде скважин, при механизированной эксплуатации и т. д. количество таких исследований часто оказывается ограниченным. В таких случаях привлекают косвенные данные. Скважины, в которых охвачен вытеснением лишь один из перфорированных пластов, косвенно могут быть достаточно надежно выделены путем тщательного сопоставления перфорированных пластов в нагнетательных и ближайших добывающих скважинах и изучения характера их взаимодействия. При этом исходят из следующих рассуждений. Допустим, в нагнетательной и ближайшей добывающей скважине в связи с макронеоднородностью перфорированы как одноименные интервалы (соответствующие единому пласту), так и разноименные (соответствующие разным пластам). При явной реакции добывающей скважины на закачку воды можно уверенно считать, что в нагнетательной скважине воду принимает (т. е. в районе этой скважины охвачен вытеснением) пласт, имеющийся в обеих скважинах. При значительной приемистости нагнетательной скважины, но при отсутствии взаимодействия между

скважинами (если нет оснований для предположения о наличии литологического и другого экрана между скважинами) может быть сделан вывод о том, что в нагнетательной скважине воду принимает пласт, отсутствующий в добывающей скважине, а вскрытый в скважинах единый пласт процессом вытеснения не охвачен.

Поясним изложенный методический прием на конкретном более сложном примере (рис. 118, а). Закачка воды ведется через скв. 2, в которой перфорированы пласты а, б, в и д. В соседней добывающей скв. 1 перфорировано три идентичных интервала — пласты а, б и в, а также пласт г, отсутствующий в нагнетательной скв. 2 (устойчиво фонтанирует при неизмен-

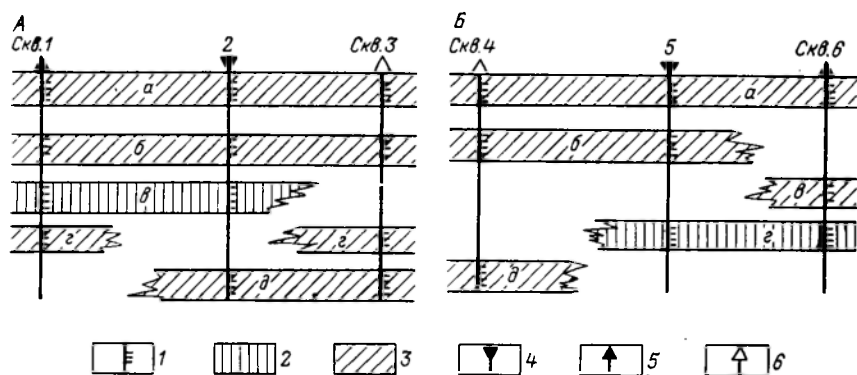


Рис. 118. Выделение работающих пластов по взаимодействию скважин.

А — работает только пласт в; Б — работает только пласт г; пласты: 1 — перфорированные; 2 — работающие; 3 — неработающие; скважины: 4 — нагнетательные; 5 — добывающие, хорошо реагирующие на закачку; 6 — добывающие, не реагирующие на закачку; а—д — индексы пластов

ном пластовом давлении). В этом случае можно уверенно сказать, что в скв. 2 воду принимает один или несколько из пластов а, б и в, но какой из них (или какие), неизвестно. В другой эксплуатационной скв. 3 перфорированы пласты — а, б, г и д. Скв. 3 на закачку воды в скв. 2 не реагирует (прекратила фонтанирование, пластовое давление снижено). Следовательно, в нагнетательной скв. 2 воду принимает лишь пласт в, по которому и взаимодействуют скв. 2 и 1. Остальные пласты в районе этих скважин процессом вытеснения не охвачены — пласты а, б, д в связи с тем, что они не принимают воду, а пласт г потому, что он отсутствует в разрезе нагнетательной скважины.

В другом примере (рис. 118, б) в нагнетательной скв. 5 перфорированы пласты а, б и г. В добывающей скв. 4 перфорированы идентичные интервалы — пласты а и б, а также пласт д, в добывающей скв. 6 — пласты а и г, а также пласт в. Если из этих двух добывающих скважин на закачку воды реагирует только скв. 6, то воду принимает пласт г. Подбирая таким путем добывающие скважины с разными перфорированными

пластами и анализируя их взаимодействие с нагнетательными, можно выявить скважины, в которых работает только один пласт и использовать данные о работе скважины в целом для характеристики этого пласта.

К третьей группе данных следует относить информацию по наиболее значительным по размерам участкам эксплуатационного объекта, где одновременно работают два или несколько пластов. Эта информация в целом оказывается наименее достоверной вследствие недостаточного количества исследованных скважин, а также из-за погрешностей в измерениях.

Для выделения работающих пластов и распределения дебита (приемистости) между ними следует использовать все прямые и косвенные данные. В первую очередь анализируют все имеющиеся данные исследования пластов в скважинах. На участках, не имеющих информации, но прилегающих к исследованным скважинам с несколькими работающими пластами и к участкам, освещенным информацией первой и второй групп, применяют косвенный прием, используемый для выделения одного работающего пласта, но позволяющий выделить здесь два и более одновременно работающих пласта. При распределении дебита (приемистости) между пластами учитывают соотношение значений мощности и проницаемости пластов в каждой рассматриваемой скважине. Правильность распределения оценивают путем сравнения анализируемой части участка с другими его частями с близкой характеристикой, хорошо освещенными глубинными исследованиями, и при необходимости вносят коррективы.

Вся информация о работе каждого пласта в добывающих и нагнетательных скважинах наносится на карту распространения коллекторов. Затем по аналогии с однопластовым объектом в пределах многопластового объекта выделяются зоны, охваченные и не охваченные процессом вытеснения.

Карты охвата каждого пласта многопластового объекта процессом вытеснения строятся так же, как и карты однопластового объекта.

Глава XV

КОНТРОЛЬ ЗА ЗАВОДНЕНИЕМ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

§ 1. ХАРАКТЕР ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Изучение особенностей заводнения продуктивных пластов при разработке залежей нефти занимает одно из самых важных мест в контроле за выработкой пластов и анализе разработки залежи. От характера продвижения воды по продуктивным

пластам зависит полнота их охвата процессом вытеснения, а следовательно, и полнота выработки запасов.

Особенности продвижения воды в процессе разработки определяются многими факторами. К их числу относятся строение залежей, применяемые системы разработки, свойства нефти и вытесняющей ее воды и др.

В зависимости от типа залежи и метода воздействия на пласт внедрение воды в залежь может происходить за счет:

подъема ВНК в пределах начальной водонефтяной зоны залежи;

перемещения внутреннего контура нефтеносности, приводящего к превращению чисто нефтяной части залежи в водонефтяную;

закачки в нагнетательные скважины воды.

В первых двух случаях внедрение пластовой воды, сопровождающееся подъемом ВНК и перемещением контуров нефтеносности, свойственно системам разработки на естественном водонапорном режиме, с законтурным или приконтурным заводнением. В третьем случае заводнение, сопровождающееся внедрением нагнетаемой воды, преобладает при системах с внутриконтурным заводнением.

В связи с многообразием природных условий и применяемых систем разработки каждый из указанных видов внедрения может происходить самостоятельно или в сочетании с другими видами.

В зависимости от свойств нефти и вытесняющей воды, неоднородности пластов-коллекторов, степени равномерности дренирования объема залежи и других факторов текущий ВНК, или поверхность раздела между закачиваемой водой и нефтью, может приобретать различные формы.

Формы поверхности текущего ВНК. В процессе вытеснения нефти водой текущий ВНК может перемещаться параллельно его первоначальному положению или наклонно к нему, приобретать волнистую или более сложную неправильную форму. Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности и их форма определяются такими факторами, как соотношение вязкостей нефти и воды, геологической неоднородностью продуктивного пласта, размерами водонефтяных зон и др.

Перемещение ВНК параллельно его начальному положению может происходить в однородных монолитных пластах при одинаковой вязкости нефти и воды, равномерном дренировании всего объема залежи. На практике такие условия встречаются крайне редко и, как правило, происходит более или менее существенное усложнение формы поверхности текущего ВНК.

При соотношении вязкостей нефти и пластовой воды $\mu_0 < 1$, при разработке залежи обычно происходит более быстрое перемещение внешнего контура нефтеносности по сравнению с внутренним, в результате чего ширина водонефтяной зоны постепенно сокращается (рис. 119). При этом поверхность

ВНК, первоначально близкая к горизонтальной, начинает наклоняться к центру залежи и в целом приобретает форму воронки. Так, при разработке верхнемеловой массивной залежи Малгобек-Вознесенского месторождения более интенсивный подъем ВНК происходил по периферии залежи, в результате чего он постепенно принял форму чаши.

При небольшой ширине водонефтяной зоны поверхность ВНК может приобретать положение, близкое к вертикальному. Причем, чем меньше соотношение вязкостей нефти и воды, тем сильнее будет его наклон.

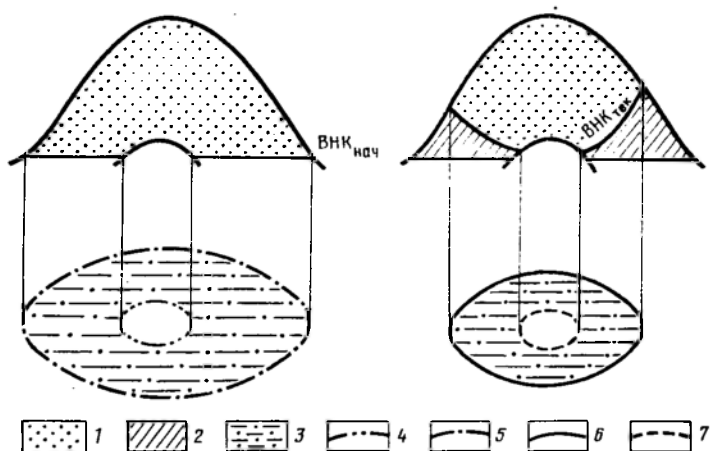


Рис. 119. Схема изменения формы поверхности ВНК при соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 < 1$.

Коллектор: 1 — нефтенасыщенный; 2 — заводненный; 3 — водонефтяная зона; контуры нефтеносности: 4 — внутренний начальный, 5 — внешний начальный, 6 — внешний текущий, 7 — внутренний текущий

Из рис. 120 следует, что при перемещении ВНК в процессе разработки залежи в условиях природного водонапорного режима при соотношении вязкостей нефти и воды меньше единицы наклон и форма его поверхности одни и те же и при монолитном строении пласта и при значительной его расчлененности.

В яснополянской залежи Ярино-Каменноложского месторождения, разрабатываемой с приконтурным заводнением при $\mu_0 < 1$, также произошел наклон поверхности ВНК в сторону внутреннего контура.

Во всех приведенных случаях выработка запасов нефти из водонефтяных зон шириной до 1500—2000 м происходила без их разбуривания за счет вытеснения нефти водой к добывающим скважинам, пробуренным во внутреннем контуре нефтеносности. Добывающие скважины в этих условиях длительное

время работали без воды, а при подходе к ним внутреннего контура интенсивно обводнялись и выводились из эксплуатации. При этом был обеспечен высокий охват залежи заводнением и высокая полнота вытеснения нефти.

Таким образом, при чашеобразной форме поверхности текущего ВНК, обычно наблюдающегося при $\mu_0 < 1$, создаются благоприятные условия для значительного охвата продуктивных пластов заводнением, вытеснения нефти водой из сравнительно нешироких водонефтяных зон к добывающим скважинам во внутреннем контуре нефтеносности, длительного безводного и короткого водного периодов работы скважины. При этом неод-

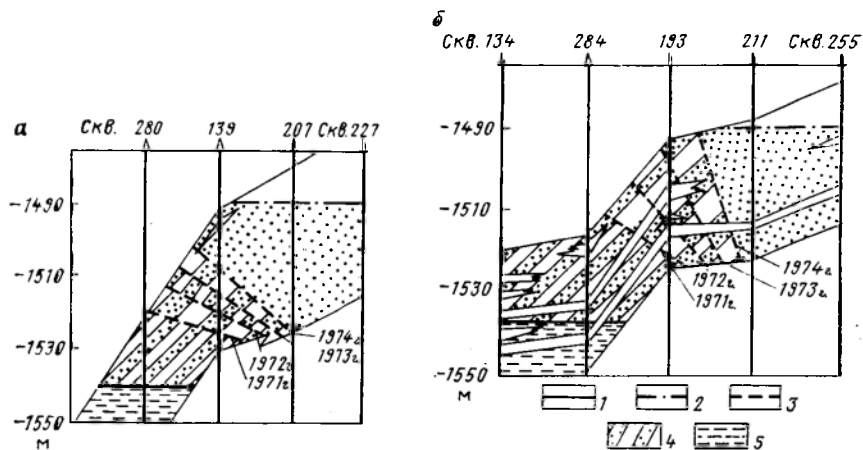


Рис. 120. Схематические геологические профили по бобриковскому горизонту Коробковского месторождения ($\mu_0 < 1$), представленному монолитным (а) и расчлененным (б) пластами.

Контакты: 1 — начальный водонефтяной; 2 — начальный газонефтяной; 3 — текущий водонефтяной на 1 января соответствующего года; 4 — заводняемая закачиваемой водой часть нефтенасыщенного пласта; 5 — водонасыщенный пласт

нородность продуктивного пласта не оказывает существенного влияния на характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности.

При повышении соотношения вязкостей нефти и воды до 2—2,5 в монолитных, достаточно однородных пластах характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности сходен с описанным выше. На рис. 121, а приведен схематический профиль южного участка залежи горизонта Д₁ Бавлинского месторождения со сравнительно монолитным строением пласта, разрабатываемого с законтурным заводнением при $\mu_0 = 2$. ВНК здесь перемещается довольно равномерно, приобретая слабый наклон к центру залежи. При этом достигнут высокий охват пласта заводнением — за текущим ВНК не остается существенных целиков нефти. Рассматриваемую часть водонефтяной зоны удалось разработать без разбуривания за счет вытесне-

ния нефти к скважинам, расположенным в чисто нефтяной зоне.

Вместе с тем уже при таком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 = 2 \div 3$) на форме поверхности текущего ВНК начинает существенно сказываться неоднородность продуктивного пласта, в том числе наличие в нем линзовидных или выдержанных по площади непроницаемых прослоев.

На северном участке залежи горизонта D_1 Бавлинского месторождения (рис. 121, б), где продуктивный пласт расчленен

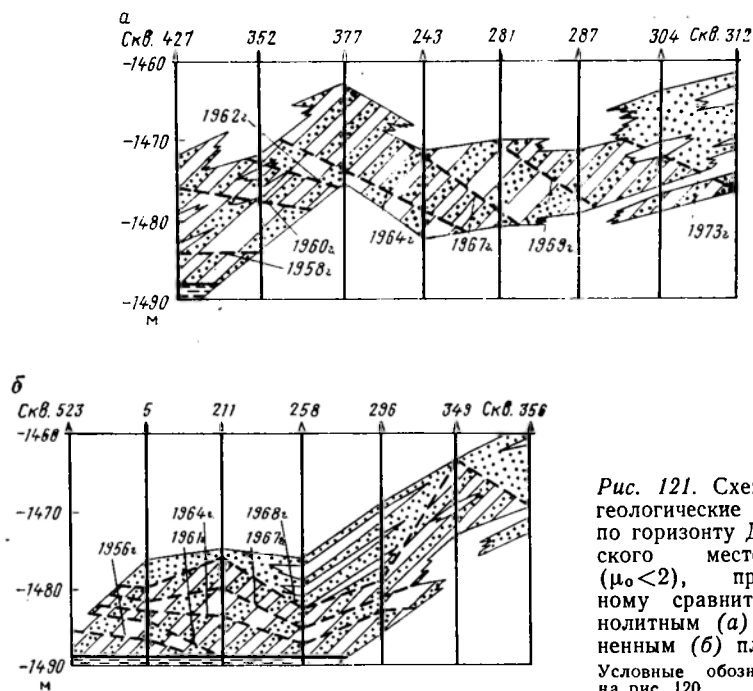


Рис. 121. Схематические геологические профили по горизонту D_1 Бавлинского месторождения ($\mu_0 < 2$), представленному сравнительно монолитным (а) и расчлененным (б) пластами. Условные обозначения см. на рис. 120

линзовидными непроницаемыми прослоями, произошло резкое искривление поверхности ВНК, которая приобрела волнообразную форму, что привело к более интенсивному продвижению внутреннего контура по сравнению с внешним. При волнообразной форме текущего ВНК степень охвата залежи заводнением снижается, так как на участках, где перемещение ВНК затруднено или не происходит из-за наличия непроницаемых прослоев, остаются невыработанные целики нефти.

При более высоком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 > 3$) в монолитном пласте происходит наклон ВНК в сторону внешнего контура, а ширина водонефтяной зоны постепенно увеличивается в связи с опережающим движением внутреннего контура по сравнению с внешним.

На рис. 122 показано положение начального и текущего ВНК пласта С-I Мухановского месторождения, разрабатываемого на естественном водонапорном режиме при $\mu_0=3$. В монолитном пласте поверхность ВНК приняла форму перевернутой чаши (рис. 122, а). Если в пласте имеются непроницаемые линзовидные прослои (рис. 122, б), то они оказывают существенное влияние на форму текущего ВНК, поверхность которого приобретает сложный волнообразный характер. При наличии глинистых непроницаемых прослоев подъем ВНК замедляется или прекращается, при их отсутствии происходит более интенсивно.

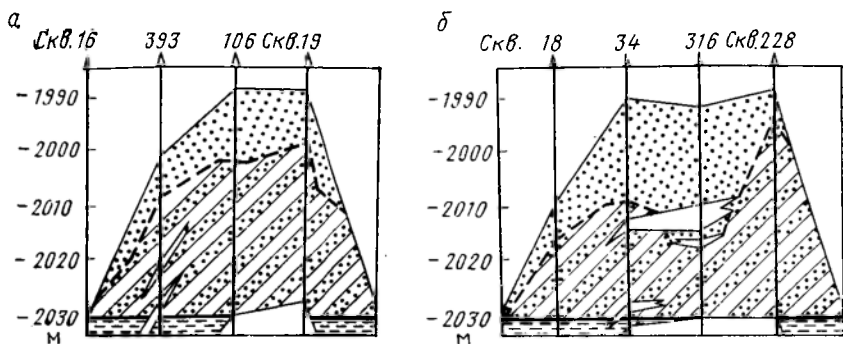


Рис. 122. Схематический геологический профиль по пласту С-I Мухановского месторождения ($\mu_0=3,0$), представленному монолитным пластом (а) и пластом с уплотненными глинистыми прослоями (б).

Условные обозначения см. на рис. 120

Наклон поверхности ВНК в сторону внешнего контура нефтеносности или ее волнообразная форма неблагоприятно влияют на охват залежи заводнением и динамике обводнения скважин. Нефть из водонефтяных зон вытесняется плохо, поэтому даже при монолитном строении пласта эти зоны должны быть разбурены добывающими скважинами.

При соотношении вязкостей нефти и воды более 5 происходит опережающее продвижение воды по более проницаемым прослоям продуктивного пласта. В связи с тем что более проницаемые прослои могут находиться в разных частях разреза продуктивного пласта, опережающее продвижение воды также может происходить в разных его частях. Так, по пласту Б₂ Зольненского месторождения вода продвигалась по средней части, оставляя невытесненной нефть в верхней и нижней менее проницаемых частях пласта. Схематический профиль на рис. 123 иллюстрирует процесс вытеснения нефти водой при соотношении вязкостей нефти и воды 5.

При существенном опережении продвижения воды по более проницаемым прослоям охват залежи заводнением обычно

снижается. Скважины характеризуются непродолжительным безводным периодом эксплуатации, даже если они расположены во внутреннем контуре нефтеносности, а основную часть добычи получают в водный период. Скважины с высокой обводненностью в этих условиях могут работать десятки лет.

Продвижение закачиваемой воды. При разработке залежей с внутриконтурной закачкой заводнение продуктивных пластов происходит в основном за счет внедрения нагнетаемой воды. Характер внедрения нагнетаемой воды в однопластовом объекте разработки зависит главным образом от степени неоднородности его фильтрационных свойств по мощности и по площади, а также от соотношения вязкостей нефти и закачиваемой воды.

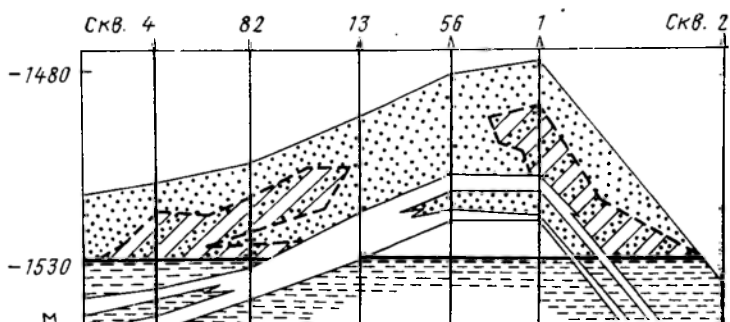


Рис. 123. Схематический геологический профиль по пласту Б₂ Красноярского месторождения ($\mu_o \approx 5$).

Условные обозначения см. на рис. 120

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_o < 3$ происходит близкое к поршневому (фронтальное) вытеснение нефти водой, обеспечивающее высокий охват заводнением пласта по его мощности. В то же время даже при небольшом соотношении вязкостей нефти и воды в значительной степени сказывается влияние неоднородности фильтрационных свойств пласта по площади: более интенсивно вода движется по участкам и зонам пласта с лучшими коллекторскими свойствами и медленнее по слабо проницаемым участкам. Это обуславливает неравномерность заводнения пласта по площади.

При соотношении вязкостей нефти и воды более 3 проявляется влияние неоднородности коллекторских свойств и по мощности пласта. В таких условиях обычно происходит опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым прослоям даже в монолитном пласте. Причем, чем выше соотношение вязкостей нефти и воды и чем больше неоднородность фильтрационных свойств по мощности пласта, тем значительнее неравномерность вытеснения нефти и хуже охват заводне-

нием по объему залежи. В таких случаях уже нельзя говорить о фронте вытеснения, так как закачиваемая вода в каждом слое занимает разное положение. В более проницаемых слоях она уже может достичь добывающих скважин, а в менее проницаемых — еще находиться вблизи нагнетательных. С этим связано и то, что при высоком соотношении вязкостей нефти и воды безводный период скважин весьма непродолжителен и основная часть нефти добывается в водный период эксплуатации.

При внутриконтурном заводнении, особенно в случае залежей с обширными водонефтяными зонами, часть нагнетательных скважин располагают в пределах водонефтяных частей пласта. Если в нагнетательных скважинах перфорирована только нефтенасыщенная часть водонефтяного пласта, то процесс заводнения аналогичен описанному выше. Закачиваемая вода вторгается в нефтенасыщенную часть пласта, вытесняя нефть к забоям добывающих скважин. Полнота охвата заводнением в этом случае зависит от мощности нефтенасыщенной части пласта и степени ее вскрытия перфорацией в скважинах, от характера неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды.

В том случае, если в нагнетательных скважинах перфорацией вскрыты как нефтяная, так и водонасыщенная части пласта, в процессе разработки залежи происходит одновременно заводнение двух видов: сопровождающееся подъемом ВНК и внедрением закачиваемой воды в нефтяную часть пласта (рис. 124). Преобладание того или иного вида заводнения зависит главным образом от соотношения объемов воды, закачанных в нефтяную и водяную части пласта.

При объединении в один объект разработки нескольких пластов характер внедрения воды зависит также от того, насколько они отличаются друг от друга по фильтрационным свойствам.

При одинаковой проницаемости пластов, объединенных в объект разработки, их выдержанности по площади и $\mu_0 < 3$ возможно примерно одновременное продвижение закачиваемой воды по всем пластам. В частности, такое продвижение воды наблюдалось по пластам горизонта Б₈ Самотлорского месторождения в III блоке. Здесь продуктивный горизонт расчленен на два-три мощных пласта с проницаемостью 0,5—0,8 мкм²; $\mu_0 \approx 2$. В процессе разработки вдоль рядов нагнетательных скважин во всех пластах сформировался непрерывный фронт закачиваемой воды, который двигался по ним с примерно одинаковой скоростью. В результате закачиваемая вода подходила к забоям добывающих скважин по всем пластам почти в одно и то же время.

Если в один объект разработки объединены пласты, различающиеся по коллекторским свойствам, то скорость продвижения закачиваемой воды по каждому из них будет зависеть от

их проницаемости и степени неоднородности, от объема закачиваемой воды и др. Причем скорость продвижения воды по одним пластам может быть незначительной, а по другим до-

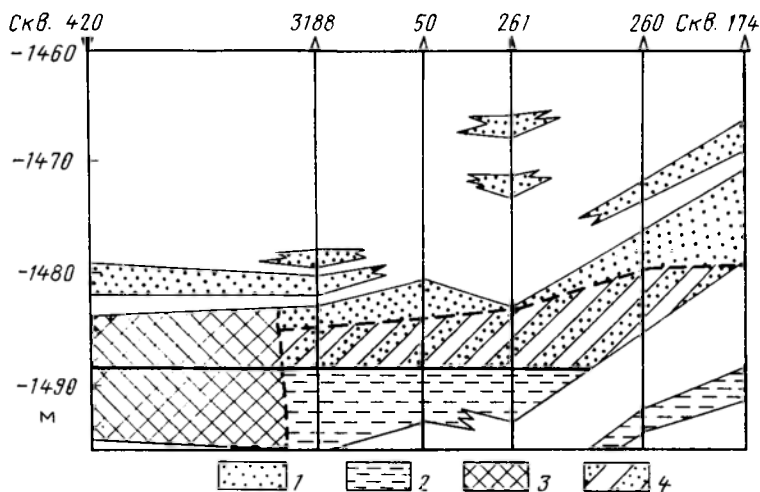


Рис. 124. Схематический геологический профиль по горизонту Д₁ Абдрахмановской площади.

Пласты: 1 — нефтенасыщенные; 2 — водонасыщенные; 3 — заводненные закачиваемой водой; 4 — заводненные пластовой водой за счет подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности; остальные условные обозначения см. на рис. 120

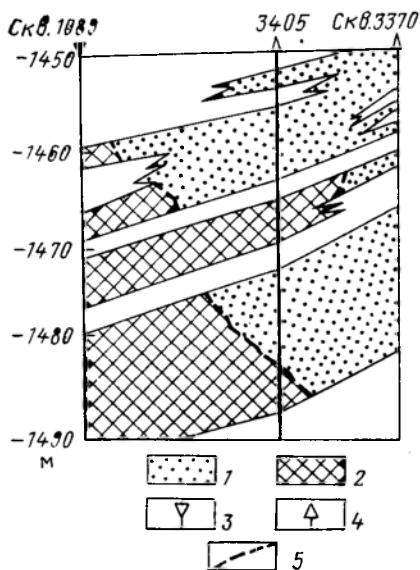


Рис. 125. Схематический геологический профиль по горизонту Д₁ Миннибаевской площади.

Пласты: 1 — нефтенасыщенные; 2 — заводненные закачиваемой водой; скважины: 3 — нагнетательные; 4 — добывающие; 5 — положение текущего ВНК

стигать десятков метров в сутки. В результате обычно происходит опережающее продвижение воды по наиболее проницаемому пласту и отставание заводнения и выработки менее проницаемых пластов (рис. 125).

При значительном различии коллекторских свойств пластов часто в менее проницаемые пласты в нагнетательных скважинах вода вообще не поступает и вытеснения нефти из них не происходит. Это существенно снижает охват залежи заводнением. Поэтому в один объект разработки следует объединять пласты с близкими коллекторскими свойствами.

Если отдельные пласты многопластового объекта характеризуются прерывистым строением или изменчивостью фильтрационных свойств по площади, то заводнение такого объекта отличается значительной неравномерностью, что, например, имеет место на месторождениях Узень (горизонты XII—XIV), Ромашкинское (горизонт Д₁), Самотлорское (пласт Б₁₀) и др.

§ 2. КОНТРОЛЬ ЗА ЗАВОДНЕНИЕМ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Контроль за разработкой продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки сбор и обобщение данных о характере внедрения воды в пласты эксплуатационного объекта. Рациональный комплекс наблюдений зависит от геолого-физических условий, применяемых систем разработки и соответственно от ожидаемых закономерностей внедрения воды. Лишь при четко организованном контроле возможно правильное определение мер по регулированию процесса перемещения воды в пластах путем совершенствования принятой системы разработки.

К конечным задачам контроля за заводнением относятся: установление на определенную дату (обычно на начало каждого года) положения границ той части залежи, из которой нефть вытеснена водой, т. е. определение текущего положения ВНК, контуров нефтеносности и разделов между закачиваемой водой и нефтью;

определение скорости перемещения воды в пластах;

определение нефтеотдачи в заводненном объеме.

Решение этих задач осуществляется на основании данных исследования скважин разными методами. В настоящее время нет универсального метода, позволяющего однозначно и уверенно фиксировать положение текущих границ внедряющейся в залежь воды. Поэтому необходимо применять комплекс методов, данные которых при совместном анализе позволяют судить о текущем положении разделов нефть — вытесняющая вода. Для каждого месторождения, каждой залежи исходя из особенностей внедрения воды в продуктивные пласты следует обосновывать и применять свою систему контроля за заводнением.

В настоящее время разработано и применяется на практике большое число методов контроля за заводнением продуктивных пластов. К их числу относятся прямые методы, такие как контроль по данным о динамике обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические методы, а также

косвенные, основанные на систематизации и обобщении различной геологопромысловой информации.

Рассмотрим основные наиболее эффективные методы исследования скважин.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды на основе систематического наблюдения за обводнением добывающих скважин. Этот метод наиболее простой и не требует применения специальных глубинных приборов. Обводненность продукции скважин определяется путем исследования в лабораторных условиях проб жидкости, отбираемых на устье скважин. В результате получают данные о времени появления воды в продукции каждой скважины, о доле воды в жидкости (% обводнения) на различные даты, о минерализации воды и химическом составе растворенных в ней солей.

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод. Они проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции. При этом определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды, а также содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины воду.

При использовании данных об обводненности скважин необходимо иметь в виду следующее. Появление воды в скважине может быть вызвано техническими причинами, не связанными с вытеснением нефти водой: с негерметичностью эксплуатационных колонн, некачественным цементированием заколонного пространства и др. При наличии таких дефектов в техническом состоянии скважины в нее вместе с нефтью может поступать вода из неперфорированных водоносных интервалов — чужая или подошвенная. Все скважины, в которых появление воды связано с техническими причинами, должны быть выявлены и данные по ним исключены из анализа. В частности, необходимо проверять техническое состояние скважин, в которых появилась вода, если по другим данным (местоположение скважины на объекте, минерализация воды, характер нарастания обводненности и др.) это не связано с вытеснением нефти. Для этой цели используются методы промысловой геофизики — радиометрические, акустические, термометрические.

В скважинах, выведенных из бурения, для проверки качества цементирования обсадных колонн применяют гамма- и акустические цементомеры. С помощью гамма-цементомера по изменению интенсивности рассеянного гамма-излучения определяют высоту подъема и характер распределения цемента за эксплуатационной колонной. Акустический цементомер по затуханию упругих колебаний продольных волн в колонне и породе позволяет оценить качество сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой.

В действующих добывающих скважинах заколонная циркуляция может быть выявлена с помощью радиоактивных изотопов, например циркония-95. В остановленную скважину закачивают порцию воды с добавкой изотопа, которую продавливают в интервалы перфорации. При наличии заколонной циркуляции часть активированного раствора поступает в неперфорированный пласт, что на диаграммах нейтронного гамма-каротажа фиксируется резким повышением гамма-активности против этого пласта по сравнению с контрольным замером.

В некоторых случаях выявление заколонной циркуляции в интервале пластов с подошвенной водой, в которых перфорирована верхняя нефтенасыщенная часть, возможно путем закачки под давлением обычной пресной воды. По изменению показаний нейтронного гамма-каротажа до и после закачки пресной воды в скважину можно определить, сообщается ли водоносная часть пласта по заколонному пространству с интервалом перфорации. Этот способ дал хорошие результаты при исследовании добывающих скважин пласта С-1 Мухановского месторождения.

В Татарии для выявления заколонной циркуляции в действующих скважинах разработан и применяется кислородный нейтронно-активационный метод. Исследования скважин проводятся с помощью импульсного генератора нейтронов путем непрерывной регистрации и точечных замеров по стволу скважины изменения естественной гамма-активности, наведенной активности кислорода прямым и обращенным зондами и интенсивности вторичного гамма-излучения через различные промежутки времени после окончания нейтронного импульса.

Пример выявления заколонной циркуляции по одной из добывающих скважин Ромашкинского месторождения приведен на рис. 126. По диаграмме изменения наведенной активности кислорода нижняя граница интервала притока воды в колонну выделяется на глубине 1787 м, соответствующей нижнему перфорационному отверстию. Для выявления заколонной циркуляции ниже интервала перфорации проведено точечное измерение наведенной активности кислорода в работающей и остановленной скважине. Существенное расхождение результатов замеров, полученных при работе и остановке скважин в интервале 1787—1789,5 м, свидетельствует о наличии заколонной циркуляции на этом участке. Вода поступает в эту скважину из неперфорированного водоносного пласта, залегающего ниже 1789 м.

Методы контроля за внедрением воды по данным об обводнении скважин достаточно эффективны лишь для однопластовых объектов. Появление воды, вытесняющей нефть, в ранее безводных скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована только нефтенасыщенная часть пласта, начало ее обводнения

обычно бывает связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда поверхность ВНК достигает нижних перфорированных отверстий. Однако следует учитывать, что в случае монолитного пласта вода в продукции скважины может появиться и тогда, когда текущий ВНК еще остается ниже перфорационных отверстий на 2—3 м. Причиной раннего появления воды может быть разрушение глинистой корки в заколонном пространстве под действием перепада давления между перфорированной и водяной частями пласта при работе скважины. В этом случае положение текущего ВНК по данным обводнения окажется несколько завышенным.

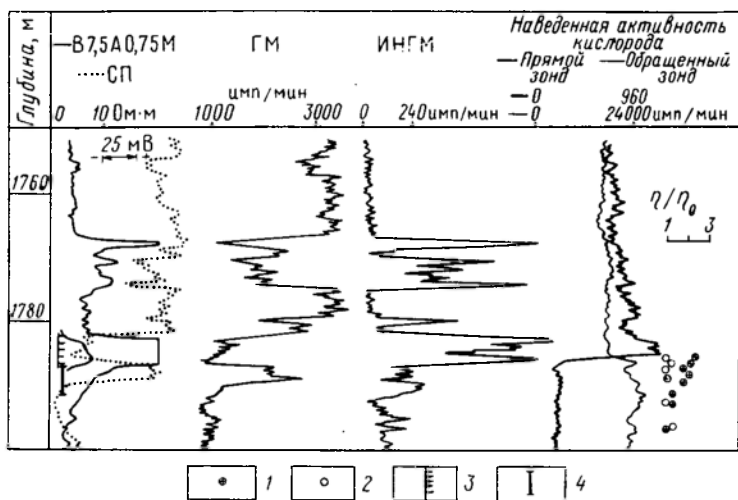


Рис. 126. Выделение интервала заколонной циркуляции кислородным нейтронно-активационным методом.

Замеры в скважине: 1 — работающей; 2 — остановленной; интервалы: 3 — перфорации; 4 — заколонной циркуляции

Для определения положения текущего ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважины предложены различные формулы и эмпирические зависимости. Однако точность количественных определений положения ВНК по этим данным обычно низка. Поэтому показатели обводненности скважин пригодны только для качественных заключений. Если обводненность низкая, считают, что текущий ВНК расположен в нижней части интервала перфорации, если обводненность высокая, значит текущий ВНК находится ближе к верхним перфорационным отверстиям.

В пластах высокопроницаемых, характеризующихся особо высокой степенью однородности и хорошими фильтрационными свойствами, когда вертикальная проницаемость близка к горизонтальной, обводнение скважин может быть связано с образованием конусов подошвенной воды (рис. 127). По залежам

с установленным конусообразованием данные об обводнении скважин не могут быть использованы для контроля за внедрением воды.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной в пределах внутреннего контура нефтеносности залежи, разрабатываемой на естественном водонапорном режиме или при законтурном (приконтурном) заводнении, указывает на переме-

Рис. 127. Схема образования конуса воды при наличии подошвенной воды.

Коллекторы: 1 — нефтенасыщенные; 2 — водонасыщенные; 3 — заводненные за счет конусообразования

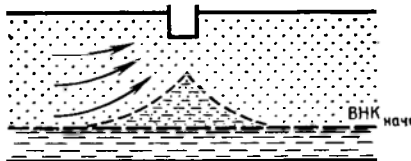
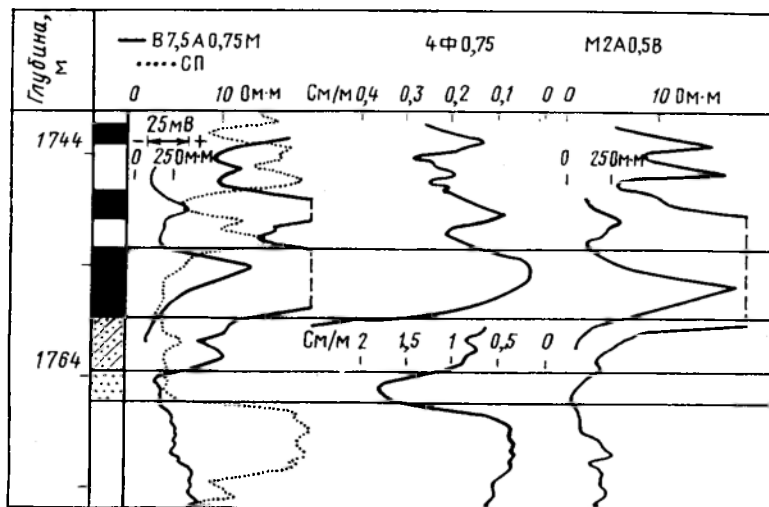
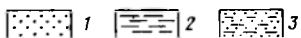


Рис. 128. Пример определения текущего ВНК по данным электрометрии.

Пласты: 1 — нефтенасыщенные; 2 — заводненные закачиваемой водой; 3 — водонасыщенные



щение внутреннего контура нефтеносности. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через разные скважины, можно фиксировать его положение на различные даты и определять скорость движения на разных участках залежи.

Переход скважины на работу чистой водой указывает на прохождение через эту точку залежи внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключаются при обводненности 95—98 %.

Данные о начале обводнения скважин закачиваемой водой дают возможность достаточно уверенно фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. Однако при этом нельзя судить о том, по какой части мощности пласта закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая ее часть на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Использование данных о внедрении воды в залежь для контроля за заводнением многопластовых объектов менее эффективно, чем в случае однопластовых объектов. Ими можно пользоваться лишь при внедрении воды в один точно известный пласт многопластового объекта, если же в скважине воду дают два или большее количество пластов, информация об обводненности скважины для целей контроля практически непригодна.

Эффективность контроля за заводнением пластов по динамике обводнения скважин существенно зависит от соотношения вязкостей нефти и вытесняющей воды. Чем меньше это соотношение, тем теснее связь между обводненностью скважин и соотношением нефтенасыщенной и заводненной частей пласта в интервале перфорации. При соотношении вязкостей более 1,5—2 такая связь уже полностью отсутствует и даже при весьма высоком обводнении скважины в пределах интервала перфорации и ниже его остаются участки пласта с высокой нефтенасыщенностью.

Промыслово-геофизические методы, используемые для контроля заводнения пластов в скважинах, можно разделить на две большие группы: *электрометрические* и *другие виды исследований*, проводящиеся в открытом стволе новых скважин при бурении, и *радиометрические*, проводящиеся в обсаженных скважинах.

Исследования в открытом стволе дают ценную информацию по скважинам, которые в значительном количестве бурятся позже скважин основного фонда (резервные, оценочные и др.). В этих скважинах с помощью стандартных геофизических методов БКЗ, СП, ГМ, ИНГМ и других достаточно уверенно определяют на дату бурения текущее положение ВНК и выделяют интервалы пластов, заводненные высокоминерализованными водами (рис. 128). Значительно сложнее выделять интервалы пластов-коллекторов на участках, по которым к моменту бурения скважин прошла закачиваемая пресная вода, характеризующаяся высоким электрическим сопротивлением и низким хлорсодержанием, поскольку по данным ГИС их трудно отличить от нефтенасыщенных интервалов.

В некоторых случаях часть разреза, заводненная закачиваемой пресной водой, может быть выявлена с помощью диаграммы СП. Это возможно, когда на контакте коллектора, заводняемого закачиваемой водой, с глинами значения диффузионных потенциалов уменьшаются и ниже заводненного пресной водой интервала на диаграмме СП происходит смещение линий глин влево (рис. 129). Однако границу между водо- и неф-

тенасыщенными частями пласта этим способом установить невозможно.

Основными промыслово-геофизическими методами контроля в скважинах положения ВНК на разные даты служат нейтрон-

Рис. 129. Пример определения интервала, заводняемого закачиваемой водой, по диаграмме СП.

Условные обозначения см. на рис. 128

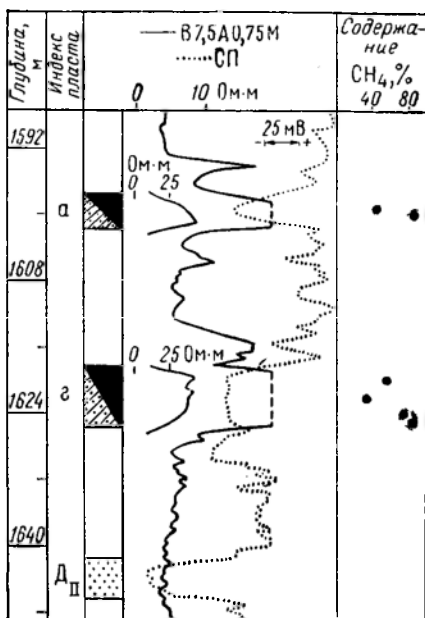
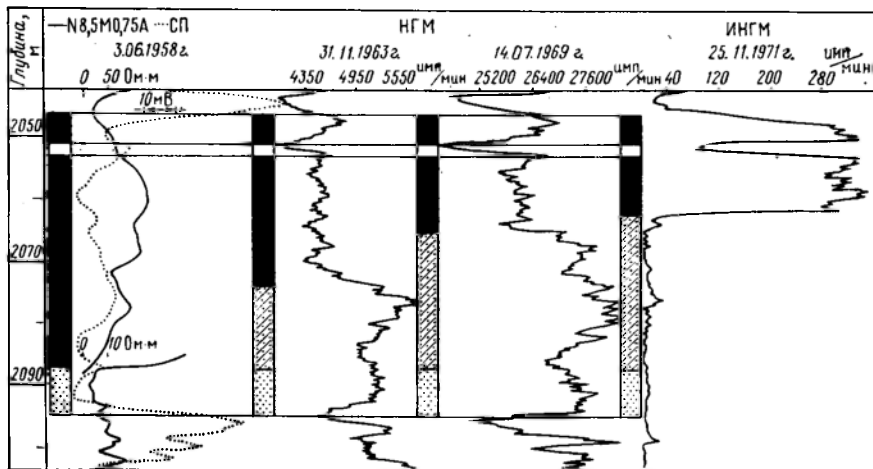


Рис. 130. Применение НГК для контроля за заводнением пластов, не вскрытых перфорацией.

Условные обозначения см. на рис. 128



ные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от интервалов, насыщенных пластовой

минерализованной водой (с высоким хлорсодержанием). Наиболее широко применяются методы НГМ и ННМт. Иногда этот комплекс дополняется методами НГМнт, ГМ и НА. Хорошие результаты дают исследования импульсным генератором нейтронов. Возможности применения указанных методов значительно расширились после внедрения малогабаритных приборов, позволяющих проводить исследования через насосно-компрессорные трубы в фонтанирующих скважинах.

Наиболее результативны нейтронные методы в скважинах с неперфорированной колонной, благодаря чему в интервале исследования состав жидкости по стволу скважины не меняется. В этих случаях изменения на диаграммах радиометрии в исследуемом интервале на разные даты однозначно могут быть связаны только с изменением насыщенности коллекторов. Для проведения таких исследований в разных частях залежи бурят специальные контрольные скважины, в которых колонны остаются неперфорированными.

На рис. 130 приведен пример наблюдения за подъемом ВНК в одной из контрольных скважин Мухановского месторождения. В этой скважине в продуктивном пласте С-1 мощностью 48 м в 1958 г. по данным электрометрии начальный ВНК зарегистрирован на глубине 2086,6 м. Для контроля за его перемещением в скважине периодически проводились замеры нейтронными методами. По данным нейтронного гамма-каротажа установлено, что к 1963 г. ВНК поднялся до глубины 2073,6 м, к 1969 г. — до 2064,8 м, а в 1971 г. по материалам импульсного нейтронного гамма-каротажа положение текущего ВНК определено на глубине 2060 м.

Изучение изменения нефтеводонасыщения пластов во времени нейтронными методами проводится также в фонтанных добывающих скважинах, в которых по каким-либо причинам часть пластов неперфорирована. Наиболее благоприятны условия использования для этой цели действующих добывающих скважин на месторождениях, где в разработку введено два или больше объектов, разрабатывающихся самостоятельными сетками скважин. В этих случаях для контроля за заводнением верхних неперфорированных объектов можно привлекать скважины, эксплуатирующие нижний объект. Если состав жидкости по стволу действующей скважины выше интервала перфорации не меняется, то методы радиометрии могут давать по верхним неперфорированным пластам такую же надежную информацию об изменении их насыщенности, как и в полностью неперфорированных контрольных скважинах.

Действующие добывающие скважины можно использовать для контроля методами радиометрии за заводнением и нижних, не вскрытых перфорацией водонефтяных пластов. Однако для этого требуется ряд дополнительных условий: расстояние между неперфорированным и вышележащими перфорированными пластами должно быть не менее нескольких метров; скважина дол-

жна быть пробурена на промывочной жидкости, приготовленной на пресной воде; пористость заводняемого пласта должна быть более 19—20 %; ствол скважины против интервала перфорации должен быть заполнен однородной по составу нефтью или пресной водой; исследования должны проводиться комплексом методов НГМ — ННМт.

Применение нейтронных методов для контроля заводнения интервалов, перфорированных в добывающих скважинах, в подавляющем большинстве случаев не дает эффекта, так как после начала заводнения хотя бы одного пласта обычно изменяется хлорсодержание прискважинной зоны других пластов.

Возможности выделения в разрезе скважины с неперфорированной колонной интервалов, заводненных закачиваемой пресной водой, обычно ограничены, так как с помощью нейтронных методов невозможно отличить интервалы, насыщенные нефтью от насыщенных пресной водой. Такие заводняющиеся интервалы могут быть выделены лишь на ранних стадиях внедрения воды. Это обусловлено тем, что в процессе движения по пласту первая порция закачиваемой воды осолоняется за счет остаточной минерализованной воды продуктивного пласта. В результате этого перед фронтом пресной воды обычно имеется оторочка осолоненной закачанной воды с повышенным содержанием хлора. При достаточной периодичности замеров методами радиометрии в контрольных скважинах можно уловить момент прохождения оторочки осолоненной воды и таким образом выявить пласты или отдельные их интервалы, обводняющиеся закачиваемой пресной водой.

Рассмотрим пример заводнения горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения по одной из контрольных скважин (рис. 131). По данным электрометрии в середине 1959 г. было установлено, что пласты б и гд полностью нефтенасыщены, а пласт в в интервале 1756—1760 м заводнен осолонившейся закачиваемой водой. В декабре 1959 г. по данным комплекса методов НГМ—ННМт определено, что пласт в полностью заводнен осолоненной водой (на это указывает смещение кривой ННКт влево относительно кривой НГК во всем интервале пласта). Исследование с помощью того же комплекса 25.11.60 г. показало, что нижняя часть пласта в уже обводнена пресной водой (кривая ННКт вновь совместилась с кривой НГК), а осолоненной водой заводнена нижняя часть пласта б в интервале 1744—1751 м (кривая ННКт смещена влево относительно кривой НГК).

В январе 1962 г. пласт в уже полностью заводнен пресной водой, пласт б в большей нижней части заводнен пресной, а в самой верхней части — осолоненной водой; отмечено заводнение осолоненной водой нижней части пласта гд. К апрелю 1973 г. пласты б и в полностью обводнились пресной водой, в пласте гд осталась нефтенасыщенной лишь самая верхняя его

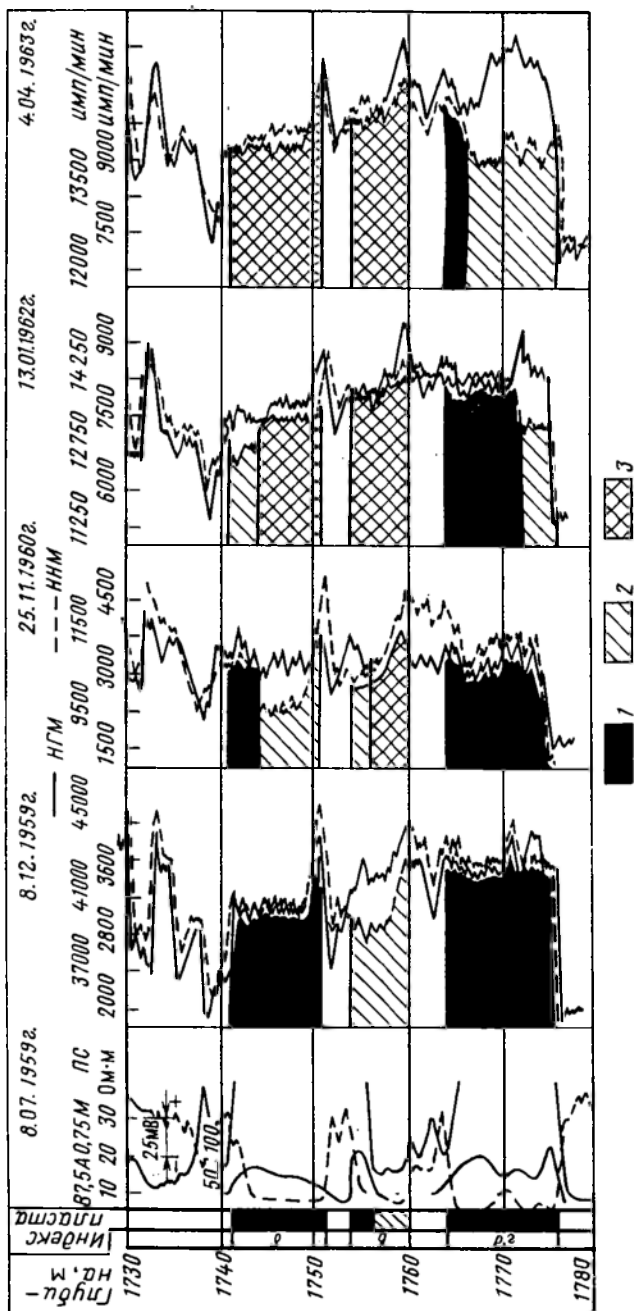


Рис. 131. Заводнение пластов горизонта D₁ Ромашкинского месторождения в контрольной неперфорированной скважине. Пласты: 1 — нефтенасыщенные; 2 — заводненные осолоненной водой; 3 — заводненные пресной водой

часть мощностью около 2 м, а остальная часть обводнена осолоненной водой.

Выделение в скважинах заводненных перфорированных пластов многопластового объекта — значительно более сложная задача, требующая привлечения других методов, основанных на изучении изменения по стволу скважины скорости потока жидкости, состава смеси, температуры и др.

С помощью глубинного дебитомера выявляются работающие в скважине пласты. Затем определяется состав жидкости против работающих интервалов, для чего используются замеры ди-

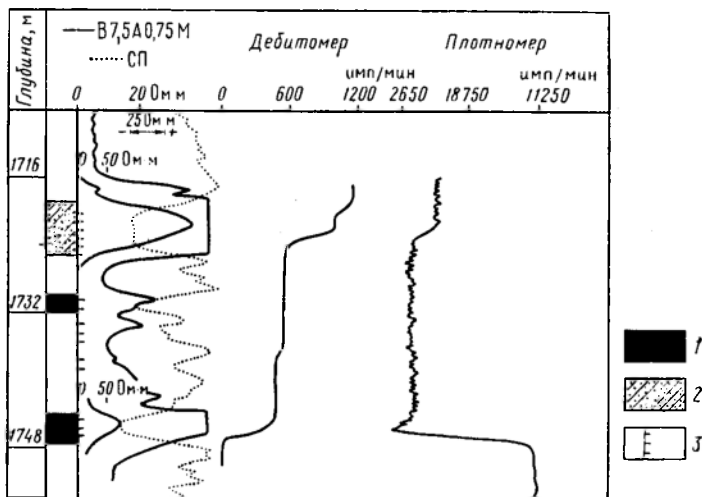


Рис. 132. Пример выделения заводняемого пласта по изменению скорости потока и состава жидкости в стволу работающей скважины.

Пласты: 1 — нефтенасыщенные; 2 — заводненные закачиваемой водой; 3 — интервал перфорации

электрическим влагомером, гамма-плотномером или резистивиметром. На рис. 132 приведен пример определения в скважине обводненного интервала по комплексу дебитомер — плотномер. Скважина, в которой перфорировано три нефтенасыщенных пласта, работала с дебитом $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности 25 %. Глубинным дебитомером установлено, что в основном работали верхний и нижний пласты, на долю которых приходилось соответственно 53 и 42 % общего дебита жидкости в скважине. При исследовании скважины плотномером на глубине 1747 м по резкому увеличению интенсивности гамма-излучения установлен раздел в эксплуатационной колонне между нефтью и водой, совпадающий с нижней границей притока жидкости в скважину. Выше этой границы плотность жидкости минимальна, что свидетельствует о притоке из нижнего пласта безводной нефти. Еще выше, начиная с глубины подошвы верх-

него работающего пласта (1725 м), плотность жидкости оказалась более высокой (интенсивность гамма-излучения повысилась), что указывает на приток из верхнего пласта воды вместе с нефтью.

Наиболее надежное выделение интервалов поступления воды таким способом обеспечивается, когда дебит скважин достаточно высок (более 100—120 м³/сут) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды. При меньшем дебите в скважине в той или иной мере проявляется гравитационное разделение нефти и воды. Вода не полностью выносятся на поверхность, часть ее скапливается в нижней части

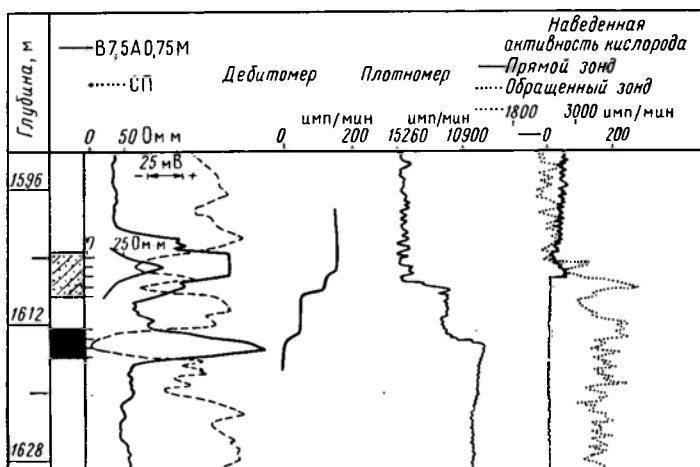


Рис. 133. Пример выделения заводняемого пласта методом наведенной активности кислорода.

Условные обозначения см. на рис. 132

колонны и может частично или полностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа снижается.

При небольшом дебите скважины хорошие результаты при выделении заводняющихся интервалов может дать метод наведенной активности кислорода, при котором фиксируется движущаяся по стволу скважины вода.

На рис. 133 показан пример определения притока пресной воды в одной из добывающих скважин, в которой перфорировано два пласта, работающих с дебитом 8—10 м³/сут, при обводненности 60%. По наведенной активности кислорода (кривые прямого и обращенного зондов сходятся) на глубине 1607 м четко выделяется нижняя граница притока воды в скважину. Судя по замеру плотномером, нижний пласт работает через столб воды в колонне безводной нефтью (методом наведенной активности кислорода движения воды по колонне против него не зафиксирован).

Применение термометрии для выделения пластов, заводняемых закачиваемой водой, основано на том, что обычно в пласт нагнетается холодная вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температурой, выделяют пласты, промытые закачиваемой водой. Но поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, с помощью термометрии уверенно можно выделять только те заводненные пласты, через которые прошел значительный объем нагнетаемой воды.

Главная цель обобщения данных о заводнении продуктивных пластов — установление объема залежи, занятого водой в процессе вытеснения нефти, и размещения остаточных запасов. Для этого строят различные карты, показывающие состояние внедрения воды на разные даты: карты заводненных зон пласта с указанием причин (вида) заводнения; карты поверхности текущего ВНК; карты текущего положения контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды; карты заводненной мощности пластов; карты остаточной нефтенасыщенной мощности и др.

Эти карты могут быть построены каждая в отдельности или совмещенными. Строят их с использованием всей полученной на определенную дату информации по скважинам, исследованным разными методами. Вначале проводят комплексную обработку первичного материала по каждой скважине, в процессе которой выделяют интервалы, заводненные минерализованной пластовой и закачиваемой пресной водой, отбивают текущее положение ВНК, там, где это возможно, определяют обводненную и остаточную нефтенасыщенную мощность и т. п.

В зависимости от вида строящейся карты заводнения, особенностей строения объекта и характера заводнения пластов в качестве геологической основы можно использовать карту охвата пластов воздействием или карту разработки, на которых показано положение начальных контуров нефтеносности, и карту, отражающую мезонеоднородность пласта.

На карте около каждой скважины приводят результаты комплексной обработки данных ее исследования разными методами. Кроме того, на нее наносят информацию о дебитах, накопленной добыче и обводненности добывающих скважин, приемистости и объемах закачанной воды в нагнетательные скважины и др. Для нагнетательных скважин показывают площадь S , занятую закачанной водой, которую рассчитывают по формуле

$$S = V / (h m k_n k_{извл.н}), \quad (XV.1)$$

где V — объем воды, закачанной через данную нагнетательную скважину; h — средняя мощность пласта к этой скважине; m — средняя пористость пласта в скважине; k_n — коэффициент нефтенасыщенности в заводненной части пласта; $k_{извл.н}$ — предполагаемый коэффициент извлечения нефти в заводненной части пласта.

Данные исследования заводнения пластов в скважинах увязываются с данными о состоянии разработки: приемистости нагнетательных скважин, дебитах и обводненности добывающих скважин, охвате пластов воздействием и др. После увязки этих данных в зависимости от вида карты на ней определяют положение текущих контуров нефтеносности, выделяют зоны, заводняемые пластовой и закачиваемой водой, или проводят изопакиты заводненной либо остаточной нефтенасыщенной мощности, наносят изогипсы текущей поверхности ВНК.

Построение карт следует начинать с участков, для которых имеется достаточный объем надежной информации, позволяющий установить общие закономерности заводнения пластов. Эти закономерности могут быть распространены на идентичные участки, слабо освещенные исследованиями.

При изучении процесса заводнения многопластового объекта разработки требуется изучить характер внедрения воды для каждого пласта в отдельности. Это требует постановки более широкого комплекса исследований скважин, чем в случае однопластового объекта. Для многопластовых объектов наряду с данными о заводнении пластов в скважинах требуется дополнительная информация не только о дебите и приемистости в целом по скважине, но и о работе (дебите, обводненности, приемистости) каждого пласта в отдельности. Эту информацию получают с помощью глубинной потокометрии, влагометрии и других методов (см. § 3 главы XIV).

Всю информацию о заводнении и работе пластов, полученную по скважинам, по степени ее достоверности целесообразно разделить на несколько групп. К наиболее достоверным относятся данные по скважинам, в которых перфорирован только один пласт, и данные, полученные методами радиометрии в неперфорированных контрольных скважинах. Данные средней достоверности получают по скважинам, в которых перфорировано несколько пластов, но из них работает только один. И наименее достоверны данные по скважинам, в которых перфорированы и работают несколько пластов.

Построение карт заводнения каждого пласта многопластового объекта производится подобно тому, как это было показано для однопластового объекта. При этом в первую очередь используются наиболее достоверные данные, которые затем дополняются менее достоверными.

В зависимости от особенностей строения пласта, применяемой системы разработки, специфики вытеснения нефти водой, количества и качества фактических данных карты заводнения могут строиться с разной степенью детальности. Например, при ограниченной информации целесообразно строить карты заводнения, на которых показано положение текущего контура нефтеносности без детализации заводняемых зон по степени обводнения. На рис. 134 приведены карты заводнения пресной закачиваемой водой участка многопластового объекта, состав-

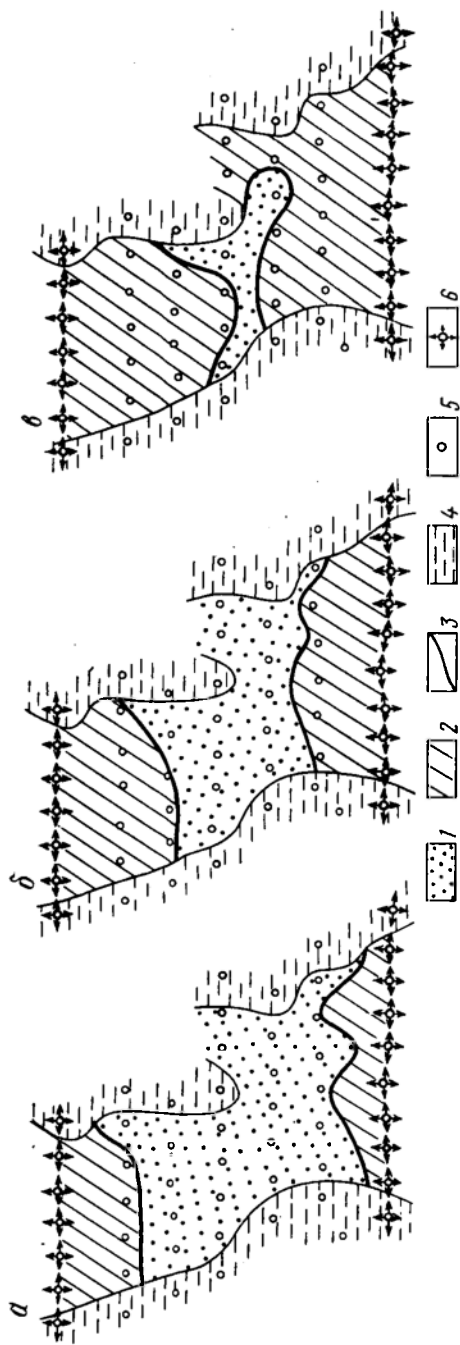


Рис. 134. Карты заводнения пласта закачиваемой водой на начало 1963 г. (*a*), 1966 г. (*б*), 1969 г. (*в*).
 Площади: 1 — нефтенасыщенные коллекторы; 2 — заводненные закачиваемой водой; 3 — границы продвижения закачиваемой воды; 4 — малопродуктивные коллекторы; скважины: 5 — добывающие; 6 — нагнетательные

ленные на три даты. На этих картах, исходя из имеющейся информации, показаны границы внедрения закачиваемой воды.

При сравнении этих карт видно, что с севера происходит более интенсивное продвижение закачиваемой воды, в результате чего может образоваться невыработанный целик нефти между вторым южным и центральным эксплуатационными рядами.

При наличии соответствующей информации на этих картах можно было бы также выделить зоны, полностью промытые

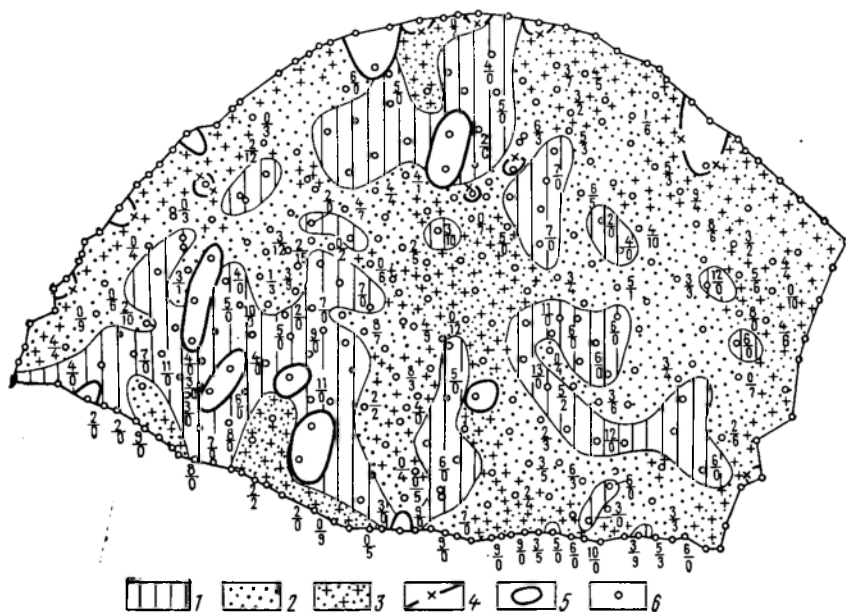


Рис. 135. Карта заводнения продуктивного пласта закачиваемой и подожвенной водой.

Площади: 1 — незаводненная; 2 — заводненная подошвенной пластовой водой; 3 — заводненная закачиваемой водой; 4 — начальный контур нефтеносности; 5 — зоны отсутствия коллекторов; 6 — скважины; цифры у скважин соответствуют мощностям коллекторов, м: в числителе — нефтенасыщенного, в знаменателе — заводненного

закачиваемой водой, а также показать в заводняемой зоне остаточную нефтенасыщенную и заводненную мощность.

На рис. 135 приведена карта заводнения участка другого пласта. По этому пласту вытеснение нефти водой происходит за счет как закачиваемой, так и пластовой воды в результате подъема ВНК. Поэтому здесь выделяется большее число зон: чисто нефтяные, заводняемые закачиваемой водой и заводняемые пластовой водой. Указаны также остаточная нефтенасыщенная и заводненная мощность пласта в отдельных скважинах.

Карты заводнения используются при определении мер по регулированию разработки, для прогнозирования обводненно-

сти добывающих скважин, оценки нефтеотдачи в заводненной зоне пласта. Большое значение они имеют на завершающей стадии разработки для выявления невыработанных целиков нефти.

Глава XVI

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Под регулированием разработки залежей нефти и газа понимается управление процессом извлечения УВ с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий. Регулирование заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, в создании благоприятных условий для дренирования запасов. Оно осуществляется на протяжении всего периода разработки залежи.

Необходимость постоянного регулирования процесса извлечения запасов нефти и газа определяется следующими обстоятельствами.

Как было указано выше, обоснование системы разработки производится по данным редкой сетки разведочных скважин, когда детали строения залежи обычно еще слабо изучены. Поэтому проектирование ведется исходя из средних параметров залежи на базе ее приближенной геологической модели. Вследствие этого принятая система разработки не в полной мере отвечает всем деталям строения объекта разработки и уже в период освоения залежи проектные решения требуется дополнять мероприятиями, необходимость которых вытекает из уточнения представлений об особенностях строения залежи, т. е. осуществлять регулирование разработки.

Следующее обстоятельство заключается в том, что разрабатываемая залежь представляет собой сложную динамичную систему, непрерывно меняющуюся во времени. По мере отбора запасов постоянно меняются условия их извлечения на отдельных участках и в целом по залежи. Уменьшаются чисто нефтяные зоны пласта, сокращается нефтегазонасыщенная мощность, меняются фонд скважин и его состояние и т. д. Это также требует постоянного развития ранее принятых технологических решений, перераспределения объемов добычи и закачки рабочего агента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку не охваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти и т. д., т. е. проведения обширного комплекса мероприятий по регулированию разработки с учетом постоянно меняющихся условий выработки запасов.

Цели регулирования разработки подчинены требованиям, которые предъявляются к рациональным системам разработки. В первую очередь с помощью регулирования должна быть обеспечена предусмотренная проектным документом *динамика добычи нефти* по объекту разработки. На ранней стадии разработки ее регулирование должно способствовать выводу объекта на максимальный проектный уровень отбора нефти и газа за счет наиболее полного использования применяемой системы. Масштабы работ по регулированию разработки особенно возрастают в конце II и в III стадии разработки, когда решается задача сохранения максимального уровня добычи нефти и газа возможно более длительное время и замедления темпов последующего снижения добычи.

Другой важной целью регулирования разработки является *достижение по залежи проектного коэффициента извлечения нефти*. Условия для получения проектной нефтеотдачи должны создаваться с самого начала ввода залежи в разработку. Поэтому при выборе мер по ее регулированию следует исходить из задачи обеспечения максимального извлечения запасов из недр.

Третья цель регулирования — *всемерное улучшение экономических показателей* путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи отбора попутной воды и др.

При воздействии на пласт регулирование разработки может осуществляться как через нагнетательные скважины для обеспечения наиболее полного охвата объема залежи воздействием от закачиваемого агента, так и через добывающие скважины — для обеспечения охвата дренированием всего объема залежи. При разработке на естественных режимах регулирование производится только через добывающие скважины.

Для решения конкретных задач управления процессом разработки применяют большое количество методов и способов его регулирования, которые можно объединить в две большие группы:

регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения принятой системы разработки;

регулирование с изменением системы разработки или ее совершенствованием (бурение новых скважин, проведение новых линий разрезания, изменение давления нагнетания и способа эксплуатации и др.).

Обоснование и выбор методов и способов регулирования разработки производится в зависимости от поставленных целей и задач исходя из основных принципов регулирования и конкретных геолого-физических условий.

§ 2. ПРИНЦИПЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Под принципом регулирования разработки понимают *главную направленность мероприятий по управлению процессом дренирования залежи*. Разным геолого-физическим условиям отвечают свои принципы регулирования.

На нефтяных месторождениях в однопластовых объектах, характеризующихся однородным строением по площади и малой вязкостью нефти, разработка которых ведется на природном водонапорном режиме, с законтурным и приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие полосы (около 4 км), может быть принят принцип *равномерного перемещения контуров нефтеносности* или *фронта закачиваемой*

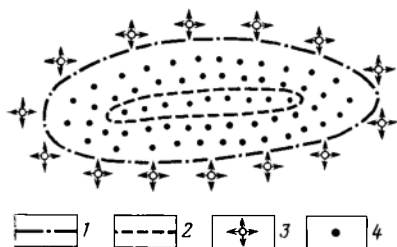


Рис. 136. *Равномерное стягивание контура нефтеносности в однопластовом однородном объекте.*

Контуры нефтеносности: 1 — начальный, 2 — текущий; скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

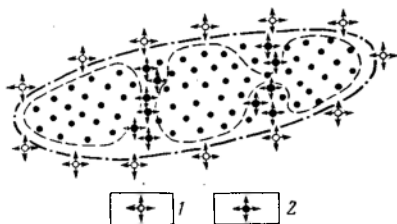


Рис. 137. *Нагнетание воды в пласт по линиям «естественного» разрезания залежи.*

Скважины: 1 — первой очереди; 2 — второй очереди; остальные условные обозначения см. на рис. 136

воды к центральному стягивающему ряду (рис. 136). Реализация этого принципа в указанных геологических условиях возможна, поскольку нагнетательные скважины характеризуются примерно одинаковой приемистостью, а добывающие скважины — близкими дебитами. Равномерное перемещение контуров нефтеносности обеспечивает минимальные потери нефти в пласте на линиях стягивания контуров. Эти потери в других геологических условиях, когда невозможно обеспечить равномерное перемещение контуров, могут быть значительными.

В однопластовом объекте маловязкой нефти с зонально неоднородным строением пласта, разрабатываемым с теми же методами воздействия, принцип равномерного стягивания контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды не может быть реализован. Это обусловлено резким различием приемистости нагнетательных скважин и дебитов добывающих скважин, расположенных в зонах пласта высокой и низкой продуктивности. Выравнивание дебитов и приемистости во всех скважинах — задача нереальная, так как повысить дебиты и приемистость скважин, расположенных в малопродуктивных зонах, до их уровня в высокопродуктивных зонах невозможно, а огра-

ничение их в скважинах высокопродуктивных зон приведет к общему снижению добычи по залежи и удлинит сроки разработки.

Поэтому в указанных геологических условиях может быть целесообразным принцип регулирования, предусматривающий *ускоренную выработку более продуктивных участков залежи*. Опережающее продвижение контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении) или фронта закачиваемой воды (при внутриконтурном заводнении) обеспечивает первоочередную выработку и заводнение более продуктивных участков пласта и «естественное» разрезание залежи контурной или закачиваемой водой на отдельные блоки (рис. 137). При реализации этого принципа «естественное» разрезание форсируется путем увеличения закачки в нагнетательные скважины и отбора жидкости из добывающих скважин, расположенных в высокопродуктивных зонах. В последующем в зонах «естественного» разрезания часть обводненных добывающих скважин переводится под нагнетание воды для повышения темпов выработки запасов малопродуктивных зон залежи путем усиления воздействия на них.

Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регулирования разработки таких объектов является принцип *равноскоростной выработки всех пластов по разрезу при равномерном продвижении по ним контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды*. Реализация этого принципа возможна лишь в том случае, если пласты объекта разработки имеют одинаковую продуктивность и однородны по площади. Но такие условия в природе встречаются крайне редко. В большинстве случаев многопластовые объекты характеризуются существенной литолого-коллекторской изменчивостью всех или части пластов, которые отличаются друг от друга и по проницаемости.

При определении принципиального подхода к регулированию подобных неоднородных объектов решающую роль играют литолого-коллекторские особенности их строения и характер геологической неоднородности слагающих их пластов.

Нередко по разрезу многопластового объекта мощность и проницаемость пластов возрастают снизу вверх. В этих условиях применим принцип *ускоренной выработки каждого нижележащего пласта по сравнению с вышележащим*. При этом регулирование направлено на первоочередную выработку нижнего пласта при обеспечении возможно более полного включения в разработку верхних пластов, хотя более низкими темпами. По мере заводнения нижний пласт выключается из разработки путем его отключения в добывающих, а затем и в нагнетательных скважинах. Подобным образом осуществляется опережающая выработка последующего пласта после отключения расположенного под ним. В конечном счете обеспечиваются темпы выработки пластов, уменьшающиеся снизу вверх. Этот принцип

был применен для выработки запасов многопластового горизонта D_1 на Миннибаевской, Южно-Ромашкинской и отдельных участках других площадей Ромашкинского месторождения.

Многие многопластовые объекты характеризуются тем, что слагающие их пласты разной продуктивности расположены по разрезу без какой-либо закономерности. В таких случаях может реализовываться принцип *опережающей выработки наиболее продуктивного и содержащего основные запасы пласта* независимо от того, в какой части разреза объекта разработки он находится. Одновременно целью регулирования является максимально возможная интенсификация выработки пластов, залегающих под основным пластом. Это необходимо для того, чтобы к моменту обводнения основных пластов в нижних пластах осталось как можно меньше запасов, так как довыработка их будет происходить в усложненных условиях из-за недостаточной надежности применяемых методов изоляции верхних и промежуточных пластов объекта. Примером реализации рассматриваемого принципа может служить горизонт D_1 на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения. Здесь лучшими коллекторскими свойствами и повсеместным распространением характеризуется самый верхний пласт а, содержащий 45 % запасов объекта. Нижележащие пласты более неоднородны и каждый последующий содержит меньше запасов и имеет худшую проницаемость. Было признано целесообразным сохранить высокий темп отбора пласта а, т. е. допустить его опережающую выработку при всемерной интенсификации выработки нижних пластов.

При резкой геологической неоднородности и примерной равноценности всех пластов объекта принципиальная направленность регулирования заключается в *максимально возможно более полном вовлечении в работу всех пластов при максимальном уменьшении различий в темпах их выработки*.

При массивном строении залежей с большим этажом нефтеносности, когда нефть вытесняется преимущественно подошвенной водой или в результате применения заводнения и происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, предусматривающей обеспечение *относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи*. Осуществляется это последовательным переносом перфорации вверх по разрезу по мере подъема ВНК (рис. 138) и установлением оптимальных режимов работы добывающих скважин.

При определении принципов регулирования разработки газонефтяных залежей исходят из того, что нефть вытесняется водой более полно, нежели газом, за счет расширения газовой шапки. Поэтому в условиях природного активного напора контурных вод или приконтурного заводнения реализуют принцип регулирования разработки, предусматривающий обеспечение *неподвижности ГНК и возможно более равномерного подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности*. Непод-

вижность ГНК обеспечивается путем регулирования отбора газа из газовой шапки таким образом, чтобы давление в газовой шапке все время оставалось равным пластовому давлению в нефтяной части залежи (излишний отбор газа приведет к подъему ГНК, т. е. к внедрению нефти в газовую шапку, причем значительную часть этой нефти впоследствии нельзя извлечь).

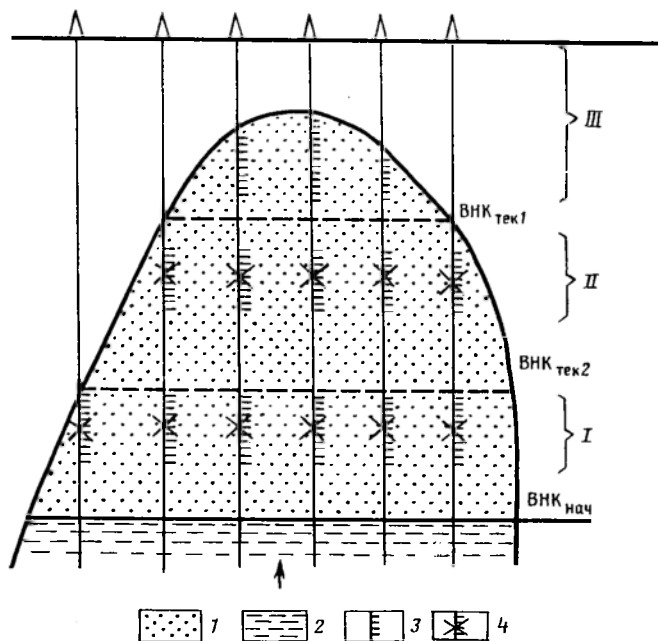


Рис. 138. Последовательный перенос интервалов перфорации при разработке массивной залежи.

Коллекторы: 1 — нефтенасыщенные; 2 — водонасыщенные; 3 — интервалы перфорации; I, II, III — последовательные этапы перфорации

В условиях применения барьерного заводнения на газонефтяных залежах принципиальной направленностью регулирования разработки является создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенными частями пласта.

При разработке нефтегазовой залежи на газонапорном режиме (при вытеснении нефти газом за счет опускания ГНК), когда преобладающим видом энергии служит энергия расширяющегося газа газовой шапки, основная цель регулирования заключается в рациональном использовании энергии. Осуществляется этот принцип путем регулирования отборов жидкости, попутного газа и оптимального выбора интервалов перфорации.

При определении принципиального подхода к регулированию разработки газовых месторождений исходят из режима, при котором происходит эксплуатация залежи. В условиях газонапорного режима основная задача регулирования заключается в *максимальном снижении непроизводительных потерь давления в пласте*. Для осуществления этого принципа производят выравнивание давления по объему залежи путем распределения отбора газа из залежи по отдельным добывающим скважинам.

При водонапорном режиме работы газовой залежи регулирование разработки направлено на обеспечение *равномерного подъема ГВК и продвижения контуров газоносности*, а также на *недопущение опережающего продвижения воды по более проницаемым прослоям*. Реализация этого принципа заключается в воздействии на динамику обводнения скважин путем установления оптимальных уровней отбора по скважинам с учетом характера неоднородности пласта.

§ 3. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ В РАМКАХ ПРИНЯТОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Регулирование в рамках принятой системы разработки предусматривает управление процессом разработки без коренных изменений принятых проектным документом технологических решений. Современные системы разработки нефтяных месторождений с заводнением обладают значительными возможностями по регулированию процесса разработки с помощью пробуренных в соответствии с проектным документом нагнетательных и добывающих скважин. Путем проведения по пробуренным скважинам различных геолого-технических мероприятий можно изменить направление и скорость фильтрации жидкости на отдельных участках пластов для реализации принятого принципа регулирования.

К числу основных мероприятий с целью регулирования разработки относятся:

- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;

- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;

- воздействие на призабойную зону скважин;

- применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении объекта;

- изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение скважин и пластов.

Установление режима работы нефтяных добывающих скважин. Под технологическим режимом работы скважины понимают установленные на определенный период показатели ее эксплуатации, а также обеспечивающие эти

показатели технологическую характеристику скважинного оборудования по подъему жидкости и параметры работы этого оборудования.

Режим работы добывающих скважин по каждому объекту разработки устанавливается промыслово-геологической службой нефтедобывающего предприятия на период от одного до шести месяцев в зависимости от скорости изменения условий эксплуатации скважин. При этом по каждой скважине с учетом ее местоположения на объекте и продуктивности пластов соответствующим документом задаются нормы суточного отбора нефти, число дней работы, забойное и устьевое давление, обводненность, газовый фактор, определяется способ эксплуатации скважины; для фонтанной скважины устанавливается диаметр штуцера, а для механизированной — подача насоса, глубина его спуска, давление на приеме насоса, коэффициент подачи и др.

Установление технологического режима работы скважин — оптимизационная задача, предусматривающая распределение проектной (плановой) добычи нефти по объекту между добывающими скважинами и пластами объекта, обеспечивающее рациональное выполнение показателей разработки. Поскольку в процессе разработки характер нефтегазонасыщенности пластов изменяется, в режим работы скважин вносятся необходимые коррективы, чтобы обеспечить оптимальную их работу в новых условиях.

Главное при установлении технологического режима работы скважин — обоснование норм отбора нефти из каждой добывающей скважины. Различают нормы отбора из добывающих скважин технические и технологические.

Под *технической нормой отбора* понимают максимально допустимый дебит нефти по скважине, если по той или иной причине он ограничен по сравнению с технологической нормой. Одна из причин ограничения дебита заключается в недостаточной производительности оборудования, применяемого для подъема жидкости, не соответствующей производительности скважины. Нормы отбора могут ограничиваться требованиями безаварийной эксплуатации скважин. В частности, недопустимо снижение забойного давления до критического, при котором может произойти слом (смятие) колонны или нарушится герметичность цементирования. При слабой цементированности продуктивных пластов ограничение дебита должно производиться с целью предотвращения пробкообразования в скважине в результате разрушения и выноса породы. При изотропном строении пласта в водонефтяной и подгазовой зонах ограничение дебита вызывается необходимостью предотвращения образования конусов воды (а по газонефтяным пластам — и конусов газа).

Технические нормы отбора обычно остаются постоянными длительное время и меняются только после проведения каких-либо геолого-технических мероприятий, таких как смена оборуду-

дования, обработка призабойной зоны скважин, дополнительная перфорация и т. п.

Под *технологической нормой отбора* понимают максимально возможный дебит скважины, величина которого не ограничивается техническими возможностями, но зависит от принятой проектным документом динамики добычи по объекту в целом, принятого принципа регулирования, закономерностей обводнения скважин, состояния пластового давления и т. п.

Рассмотрим влияние перечисленных факторов на технологическую норму суточного отбора из скважины.

Проектным документом обосновываются уровни добычи нефти по каждому объекту в целом. Технологический режим должен составляться таким образом, чтобы проектный уровень добычи по объекту был оптимально распределен между действующими в этот период скважинами и сумма норм отбора по ним соответствовала этому уровню.

Исходя из условия рациональной разработки, в технологических режимах должны приниматься технологические нормы отбора по скважинам. Нормы отбора, устанавливаемые с учетом продуктивности скважин, могут отвечать определенному принципу регулирования разработки объекта. Однако принятый принцип регулирования может потребовать внесения определенных корректив при установлении норм отбора по части скважин. Например, при необходимости равномерного продвижения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды по скважинам, расположенным на участках, где отмечается опережающее продвижение воды, нормы отбора должны быть уменьшены, а по скважинам, расположенным на участках, где продвижение воды отстает, они должны быть увеличены.

При реализации принципа регулирования, предусматривающего опережающее продвижение воды по более продуктивным зонам пласта, в расположенных в пределах этих зон скважинах нормы отбора следует увеличить по сравнению с уровнем, обусловленным их продуктивностью. Аналогичные коррективы вносятся и при других принципах регулирования.

В технологических режимах наряду с нормами отбора нефти по скважинам устанавливаются нормы отбора жидкости, которые определяются с учетом обеспечения оптимальной динамики обводненности продукции по объекту разработки. Это наиболее сложная задача, так как ее решение требует учета многих геолого-физических (строение объекта, соотношение вязкостей нефти и воды и др.) и технологических (метод воздействия, стадия разработки и др.) факторов. При этом необходимо выделить главные факторы, оказывающие в данный период времени доминирующее влияние на динамику обводнения, и принять правильное решение по их учету.

При законтурном и приконтурном заводнении или разрезании залежи на широкие полосы (т. е. при малой вязкости нефти, относительно однородном строении и высокой проницае-

мости продуктивных пластов) обводнение скважин на разных стадиях разработки при нормировании отборов учитывается следующим образом.

На I стадии разработки залежей, когда обводненность продукции по скважинам обычно невелика, ее можно не учитывать при установлении технологических норм отбора.

К концу II стадии, при подходе внутреннего контура нефтеносности или фронта закачиваемой воды к внешнему добывающему ряду, с целью выравнивания фронта и замедления обводнения скважин этого ряда целесообразно уменьшить нормы отбора из них, одновременно увеличив нормы отбора из безводных скважин внутренних рядов.

На III стадии разработки значительная часть скважин внешних рядов в связи с их высокой обводненностью выводится из эксплуатации. Это вызывает необходимость дальнейшего увеличения отбора жидкости из скважин внутренних рядов.

На IV стадии на участках с повышенной неоднородностью пластов целесообразно форсирование отборов жидкости, т. е. значительное увеличение норм отбора жидкости. Форсирование проводится как по действующим, так и по ранее остановленным скважинам.

При повышенной вязкости нефти, низкой проницаемости коллекторов и значительной неоднородности продуктивных пластов, когда применяются разрезание залежи на узкие полосы, площадные и избирательные системы воздействия, обводнение скважин начинается уже на I стадии разработки, и примерно к середине III стадии практически весь фонд скважин оказывается обводненным. Скважины работают при содержании воды в продукции 50—80 %. В дальнейшем обводненность продукции скважин возрастает меньшими темпами. В этих условиях регулирование разработки путем изменения норм отбора по отдельным скважинам не дает результатов. В обеспечении запроектированных уровней добычи нефти и нефтеотдачи основное значение приобретает постепенное наращивание отбора жидкости по всему фонду действующих скважин, обуславливающее замедление падения дебита нефти и более эффективную промывку пласта.

Состояние пластового давления при установлении норм отбора учитывается в основном на I стадии разработки при дефиците закачки воды и существенном снижении пластового давления на отдельных участках залежи. По добывающим скважинам, расположенным на участках со сниженным пластовым давлением, нормы отбора должны ограничиваться с тем, чтобы не допустить снижения пластового давления ниже давления насыщения более чем на 10—15 % и тем самым предотвратить развитие режима растворенного газа, ведущего к снижению нефтеотдачи.

Установление режимов работы нагнетательных скважин. При разработке залежей нефти с заводнением

в ее регулировании особо важную роль играет нормирование закачки воды как по каждой скважине, так и по каждому пласту многопластового объекта в целом.

В условиях существенного различия в фильтрационных свойствах пластов закачка воды в каждый из них в объемах, соответствующих заданным отборам жидкости из участков пластов, прилегающих к нагнетательным скважинам,— основной способ регулирования разработки.

Объемы закачки воды по скважинам в целом и в скважинах по пластам устанавливаются один раз в квартал и оформляются промыслово-геологической службой в виде документа — технологического режима работы нагнетательных скважин. В этом документе указываются нормы суточной закачки, давление нагнетания воды, необходимые мероприятия по обеспечению установленных норм.

При установлении норм закачки необходимо исходить из того, что на объекте в целом и на каждом участке, находящемся в сфере действия той или иной группы нагнетательных скважин, объем закачиваемой воды должен компенсировать объем отбираемой жидкости (нефти и воды).

При правильно организованном учете объемов закачки и отбора жидкости показатели компенсации должны находиться в полном соответствии с текущим пластовым давлением и характером его изменения. Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды меньше накопленного отбора, среднее пластовое давление по залежи (участку) должно быть ниже начального; при избыточной накопленной закачке текущее пластовое давление должно быть выше начального. При недостаточной текущей компенсации отбора жидкости закачкой должно происходить снижение среднего пластового давления, а при избыточной текущей компенсации давление должно возрастать.

Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту (участку) достигнута, в технологическом режиме работы нагнетательных скважин норма закачки воды должна быть равной норме отбора жидкости, установленной технологическим режимом работы по сумме дебитов добывающих скважин на тот же период времени, или превышать ее не более чем на 10—20 %.

Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту (участку) меньше 100 %, то для покрытия дефицита закачки воды нормы закачки устанавливаются технологическим режимом работы нагнетательных скважин больше норм текущих отборов жидкости на 30—50 % и более, исходя из производительности применяемого для закачки воды оборудования и приемистости действующих нагнетательных скважин.

При больших размерах залежи и значительной неоднородности объекта разработки с целью обеспечения наиболее полного охвата пласта воздействием по площади нормы закачки воды следует устанавливать сначала для групп нагнетательных

скважин, расположенных на участках с различной характеристикой пласта, и только после этого в пределах участков — для каждой скважины.

Выделение участков производят на основе детального изучения строения пластов и взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин. При внутриконтурном заводнении целесообразно, чтобы каждый участок включал в себя отрезок разрезающего ряда нагнетательных скважин с прилегающими к нему с двух сторон рядами добывающих скважин. Для удобства желательно границы между участками проводить так, чтобы в многопластовом объекте они совпадали по всем пластам и были постоянными в течение всего периода разработки.

Распределение объемов закачиваемой воды между участками должно проводиться в соответствии с принятым принципом регулирования разработки. При компенсации отбора жидкости закачкой воды в целом по залежи с целью предотвращения или уменьшения нежелательного опережающего продвижения воды на отдельных участках в их пределах следует ограничивать закачку.

Для многопластового объекта разработки норма закачки воды для объекта в целом и для участков должна быть распределена между отдельными пластами.

Для обеспечения этих норм необходимо учитывать объем поступающей в каждый пласт воды с помощью глубинных расходомеров. При несоответствии объемов воды, поступающей в пласты, нормам отбора жидкости из этих пластов необходимо принимать меры по увеличению приемистости слабо принимающих пластов (увеличение давления нагнетания, селективный гидроразрыв, применение оборудования для одновременно-раздельной закачки), ограничивать приемистость пластов с излишней закачкой, а при необходимости осваивать дополнительные нагнетательные скважины селективно на пласты с недостаточной закачкой воды.

Установление технологического режима работы газовых скважин. Объемы текущего отбора газа из газоносного пласта или объекта в целом устанавливаются проектными документами на разработку месторождения. Этот объем добычи газа распределяется между отдельными скважинами. Нормы отбора по добывающим газовым скважинам устанавливаются в технологическом режиме, при этом сумма норм отбора по скважинам должна быть равна проектной норме отбора по объекту в целом.

Технологические режимы работы газовых скважин составляют ежеквартально на основании данных текущей эксплуатации, состояния разработки залежи и результатов исследования скважин. В технологических режимах предусматриваются дебиты скважин, забойные давления (рабочие депрессии), давление и температура на буфере и затрубном пространстве, количество жидких компонентов (конденсата, воды) и твердых при-

месей. При составлении технологических режимов работы отдельных скважин учитывают различные технологические и технические ограничения, включая требования по регулированию разработки. К числу таких ограничивающих факторов относятся разрушение призабойной зоны пласта, образование конусов и языков обводнения, техническое состояние скважин, температурный режим работы скважин, условия сбора и транспорта газа и др.

В зависимости от конкретных условий и действующих в данный период ограничений в скважинах могут устанавливаться следующие режимы: постоянного градиента давления; постоянной депрессии; постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта; постоянного давления на устье (головке) скважины; постоянного дебита.

Для скважин, эксплуатирующих пласты, сложенные неустойчивыми породами, с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и выноса песка, приводящего к разъеданию подземного и наземного оборудования и образованию песчаных пробок, в технологическом режиме предусматривается постоянный градиент давления против фильтра эксплуатационной колонны. Максимальный градиент давления, при котором не происходит разрушения призабойной зоны, определяется опытным путем в процессе исследования скважин на разных штуцерах.

В случае возможности образования конусов и языков обводнения в скважинах, расположенных в газовой зоне, расчетным или опытным путем устанавливаются максимально допустимые депрессии, из которых и исходят при установлении режима работы скважины в данных условиях.

При разработке газовых месторождений на газовом режиме, когда пластовые или контурные воды не внедряются в залежь, путем выбора оптимального режима работы скважин добываются предотвращения непроизводительных потерь пластовой энергии. За счет этого продлевается период бескомпрессорной эксплуатации, сокращается потребность в мощности дожимных компрессорных станций и установок искусственного холода.

При разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения проектный (плановый) отбор по скважинам также следует распределять так, чтобы до минимума сократить потери пластовой энергии. Это обеспечивает повышение конденсатоотдачи пласта.

Во всех этих случаях при установлении технологических режимов работы газовых скважин оптимальные дебиты и забойные давления можно определять как с помощью гидродинамических расчетов или электромоделирования процесса разработки, так и на основании опытной подборки, путем опробования работы скважин на разных штуцерах.

В газовых скважинах, эксплуатируемых при низких пластовых давлениях, возможно гидратообразование в призабойной зоне пласта. Его предотвращают путем установления соответ-

ствующей депрессии на пласт, определяемой расчетным путем. Иногда, особенно на газовых месторождениях в северных районах страны, при малых дебитах скважин в связи со значительным влиянием теплообмена с окружающими породами возможно гидратообразование в стволе скважин. В этих случаях при установлении режимов работы скважин дебиты должны приниматься выше критических, устанавливаемых расчетным путем.

В определенных условиях при установлении технологического режима работы газовых скважин исходят из необходимости поддерживать заданное давление на устье (головке) скважины или иметь в какой-то определенный период постоянным заданный дебит скважины (залежи в целом). Технологический режим с заданным давлением на устье (головке) скважины устанавливается в случае необходимости дальнейшей транспортировки газа при отсутствии или недостатке мощности дожимных насосных станций. Цель технологического режима с заданным во времени дебитом — бесперебойное обеспечение газом потребителей, особенно в зимнее время.

Обоснование выбора интервалов перфорации. Положение интервалов перфорации в действующих скважинах в значительной мере определяет характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно регулировать степень охвата объема залежи разработкой, создавать более благоприятные условия для движения нефти, сокращать количество попутно добываемой воды.

При обосновании выбора интервалов перфорации исходят из того обстоятельства, что для повышения охвата разработкой требуется максимальное вскрытие перфорацией всей нефтенасыщенной мощности продуктивного разреза, а для продления безводного и безгазового периодов работы скважин и ограничения отбора попутной воды оказывается целесообразным вскрывать только часть нефтенасыщенной мощности объекта. Причем в зависимости от строения объекта и применяемой системы разработки может быть разный подход к решению этой задачи.

Ниже характеризуется подход к выбору интервалов перфорации при разработке объекта на естественном водонапорном режиме и при законтурном или приконтурном заводнении продуктивных пластов.

Однопластовый объект разработки с узкой водонефтяной зоной (рис. 139). Как указывалось ранее, при законтурном или приконтурном заводнении добывающие скважины обычно размещаются только в пределах внутреннего контура нефтеносности. В этих случаях для обеспечения полноты охвата залежи разработкой в скважинах внутренних рядов продуктивный пласт должен перфорироваться по всей мощности. В скважинах внешних рядов для продления безводного периода их эксплуатации целесообразно перфорировать только верхнюю часть пласта.

Однопластовый объект разработки с широкой водонефтяной зоной (рис. 140). Пластовые залежи с широкими водонефтяными зонами, повсеместно подстилаемые подошвенной водой, обычно разбуриваются по всей площади за исключением периферийной части с малой нефтенасыщенной мощностью. Вытеснение нефти по таким объектам обычно сопровождается подъемом ВНК. Во всех добывающих скважинах, расположенных в чисто нефтяной зоне, кроме самых ближних к внутреннему контуру, перфорируют пласты по всей мощности от кровли до подошвы.

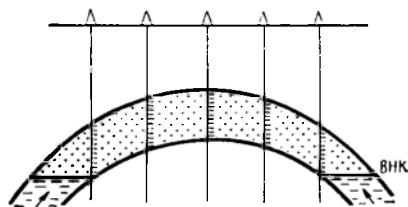


Рис. 139. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с узкой водонефтяной зоной.

Условные обозначения см. на рис. 138

Для продления безводного периода работы скважин, расположенных в пределах водонефтяной зоны, интервалы перфорации

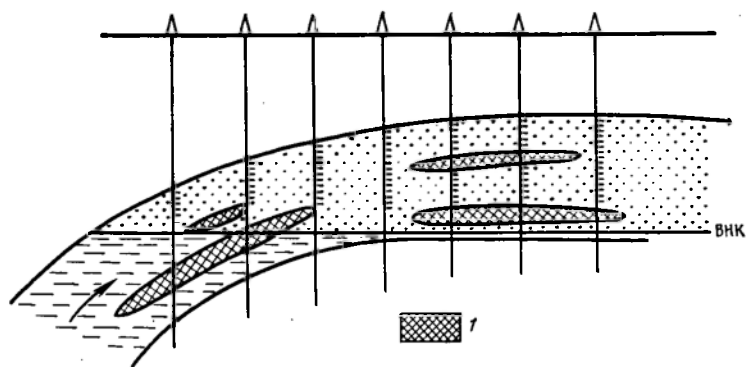
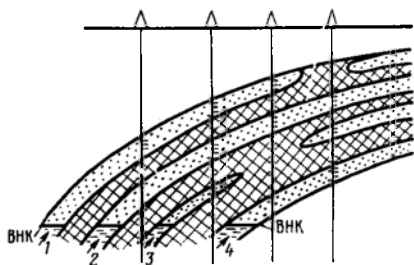


Рис. 140. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с широкой водонефтяной зоной.

1 — непроницаемые породы; остальные условные обозначения см. на рис. 138

Рис. 141. Перфорация продуктивных пластов многопластового объекта разработки.

1—4 — индексы пластов-коллекторов; остальные условные обозначения см. на рис. 138, 139



ции в них располагают на некотором удалении от поверхности ВНК (на 2—4 м). В ближайших к внутреннему контуру скважи-

нах чисто нефтяных зон нижняя часть пласта также не перфорируется. Чем выше вертикальная проницаемость пласта и чем он однороднее, тем на большем расстоянии от ВНК можно располагать нижние перфорационные отверстия.

При наличии на уровне ВНК или несколько выше непроницаемого пропластка со значительной площадью распространения (прослеживающегося не менее чем в трех-четыре скважинах) пласт перфорируют вплоть до кровли нижнего непроницаемого прослоя.

В законтурных (приконтурных) нагнетательных скважинах пласт перфорируют по всей эффективной мощности. Во внутриконтурных нагнетательных скважинах перфорируется вся нефтенасыщенная мощность пласта.

Многопластовый объект разработки (рис. 141). В многопластовых объектах вытеснение нефти водой обычно происходит преимущественно в результате послонного продвижения воды. В этих условиях в добывающих и нагнетательных скважинах, расположенных в пределах внутреннего контура нефтеносности, все продуктивные пласты (прослои) объекта перфорируют по всей их нефтенасыщенной мощности.

В водонефтяной зоне в каждой добывающей скважине нижний нефтенасыщенный пласт перфорируется в том случае, если нефть на этом участке не может быть вытеснена из прерывистого пласта к забоям скважин, расположенных в следующих (по ходу движения жидкости) эксплуатационных рядах. Если нефть из нижнего пласта может быть вытеснена к забоям других добывающих скважин, этот пласт обычно не перфорируется.

В нагнетательных скважинах перфорируются все пласты.

Массивная залежь с большим этажом нефтеносности (см. рис. 138). В таких залежах вытеснение нефти водой происходит преимущественно за счет подъема ВНК. В этих условиях, особенно при неоднородном по проницаемости коллекторе, в добывающих скважинах обычно перфорируют интервалы нефтенасыщенной мощности снизу вверх. Сначала в скважине перфорируют интервал мощностью 20—40 м в нижней части залежи, удаленный от начального ВНК на 10—15 м. Эксплуатация скважины продолжается до ее обводнения в результате подъема ВНК. После этого обводненный интервал изолируют и перфорируют следующий вышележащий интервал с некоторым отступлением от текущего ВНК. Количество переносов интервалов перфорации в каждой скважине зависит от высоты залежи, положения скважины на структуре, характера и степени неоднородности продуктивного разреза.

В редких случаях, когда пласт-коллектор характеризуется однородным строением и другими весьма благоприятными условиями (активный водонапорный режим, значительная проницаемость коллектора, низкая вязкость нефти), значительный охват объема залежи вытеснением может быть обеспечен при перфо-

рации с начала разработки только самой верхней части продуктивного разреза.

Сводовая газонефтяная залежь, подстилаемая водой (рис. 142). При разработке нефтяных оторочек, приуроченных к монолитным пластам, основные сложности заключаются в образовании конусов воды и газа в призабойной зоне скважин, приводящем к быстрому обводнению и загазовыванию скважин в процессе их эксплуатации. Для предотвращения этого явления в каждой скважине должно выбираться оптимальное положение интервала перфорации, при котором нижние перфорационные отверстия находятся на определенном удалении от ВНК, а верхние — от ГНК. Одновременно обосновывается и устанавливается предельный дебит скважины, при котором вершины конусов не достигают интервалов перфорации, благодаря чему скважины длительное время не обводняются и не загазовываются.

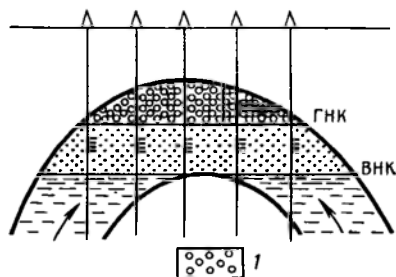


Рис. 142. Перфорации нефтенасыщенной части пласта сводовой газонефтяной залежи, подстилаемой водой. 1 — газонасыщенные коллекторы; остальные условные обозначения см. на рис. 138

Обоснование оптимального положения интервала перфорации в сочетании с предельным безводным и безгазовым дебитом можно проводить расчетным или опытным путем.

При резко анизотропном строении пласта, связанном с наличием непроницаемых прослоев, интервал перфорации следует размещать под ближайшим непроницаемым прослоем. Если в процессе разработки залежи происходит постепенное перемещение ГНК и ВНК в связи с уменьшением мощности нефтяного слоя, безводный и безгазовый дебиты будут постепенно уменьшаться.

При внутриконтурном заводнении в добывающих и нагнетательных скважинах перфорируется вся нефтенасыщенная мощность эксплуатационного объекта.

Регулирование разработки воздействием на призабойную зону скважин. На процесс выработки запасов существенное влияние оказывает состояние призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому целенаправленное изменение фильтрационных свойств в прискважинной зоне относится к эффективным средствам регулирования разработки.

Как известно, в процессе бурения скважин фильтрационные свойства пластов ухудшаются по сравнению с природными.

Вскрытие продуктивных пластов при бурении обычно осуществляется при промывке забоя глинистым раствором, обработанным различными химическими реагентами для снижения его вязкости и водоотдачи. Плотность растворов 1,2—1,6 г/см³ при водоотдаче 5—40 см³/ч. При вскрытии на таком растворе между стволом скважины и нефтеносным пластом создается значительный гидродинамический перепад давления. Несмотря на образование на стенке скважины глинистой корки, в результате действия перепада давления и капиллярных сил часть поровых каналов призабойной зоны пласта оказывается заполненной фильтратом бурового раствора, что приводит к значительному снижению фазовой проницаемости для нефти. Глубина проникновения фильтрата в пласт зависит от водоотдачи раствора, продолжительности его контакта со вскрытым пластом, микроненормодности коллектора и достигает 2—3 м и более. Кроме того, в поры пласта на глубину 0,2—1,5 см проникают глинистые частицы, что приводит к их полной или частичной закупорке. В результате продуктивность скважин может снизиться в 2—3 раза и более.

В процессе освоения скважин и в начальный период их эксплуатации часть фильтрата бурового раствора и глинистых частиц выносится из пласта и призабойная зона частично очищается. Чем ниже коллекторские свойства пласта, тем сильнее ухудшаются их свойства при вскрытии бурением и тем труднее восстановить первоначальную естественную продуктивность скважины. Причем фильтрационные свойства малопродуктивных коллекторов могут настолько ухудшиться в процессе бурения, что скважину вообще не удастся освоить.

В многопластовых объектах разработки, сложенных пластами и прослоями, существенно различающимися по проницаемости, при освоении скважины очищаются и начинают работать только пласты с лучшими свойствами, а менее проницаемые оказываются неосвоенными и в работе не участвуют.

С целью сведения до минимума отрицательного воздействия на призабойную зону процесса вскрытия пласта при бурении скважин необходимо устанавливать строгий геологический контроль за вскрытием пластов при бурении, обеспечивая применение качественной промывочной жидкости и сокращение времени контакта ее с продуктивными пластами; при освоении скважин добиваться лучшей очистки призабойной зоны, создавая максимально допустимые депрессии на пласт.

По окончании бурения при необходимости повышения приемистости или продуктивности скважин следует проводить обработку призабойной зоны пластов. Для этого применяют такие способы, как обработка кислотами и поверхностно-активными веществами, гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация и др. Способ обработки выбирается с учетом типа коллектора, состояния призабойной зоны, технического состояния скважины.

В процессе дальнейшей эксплуатации скважин обработка призабойной зоны для повышения или восстановления продуктивности скважин может неоднократно повторяться. В нагнетательных скважинах для очистки призабойной зоны пластов широко применяется периодический перевод их на самоизлив.

Обработка призабойной зоны скважин широко применяется для улучшения профилей притока добывающих скважин и профилей расхода нагнетательных скважин, что оказывается эффективным способом регулирования разработки многопластовых и неоднородных по мощности однопластовых объектов. Для улучшения профилей притока и расхода выполняются следующие мероприятия:

- выборочная дополнительная перфорация и направленный гидроразрыв менее проницаемых пластов;

- повышение давления нагнетания воды, обеспечивающее приемистость ранее не принимавших воду малопроницаемых пластов;

- уменьшение приемистости высокопроницаемых пластов (прослоев) путем их частичной закупорки нагнетанием химических реагентов, пен, воды с механическими добавками, загущенной воды;

- снижение забойного давления в добывающих скважинах, способствующее включению в работу малопродуктивных пластов;

- организация раздельной закачки воды в пласты с различной проницаемостью и раздельного отбора жидкости из этих пластов путем их разобщения с применением специального оборудования.

Регулирование разработки с помощью оборудования для одновременно-раздельной работы нефтяных пластов в скважине. Применение специального оборудования создает условия для независимого регулирования эксплуатации пластов с различной проницаемостью. Это оборудование позволяет с помощью покера разобщить в стволе скважины два пласта (или две группы пластов) и вести отбор (или закачку) из каждого пласта по своей колонне насосно-компрессорных труб или одного из них по насосно-компрессорным трубам, а другого — по межтрубному пространству.

Применению одновременно-раздельной эксплуатации в целях регулирования разработки должен предшествовать некоторый период совместной работы пластов. В этот период необходимо выполнить комплекс геологопромысловых исследований для получения данных о характере эксплуатации каждого из пластов в условиях их совмещения, об их приемистости, дебите, взаимовлиянии и др. На базе обобщения результатов исследования определяют задачи по регулированию, которые могут быть решены с помощью этого метода как по каждой скважине в отдельности, так и по объекту в целом. В первую очередь под одновременно раздельную эксплуатацию должны быть оборудованы нагнетательные скважины, так как регулирование раз-

работки закачкой воды более эффективно и технически более доступно.

Путем применения одновременно-раздельной эксплуатации можно решать такие задачи регулирования, как вовлечение в разработку менее продуктивных пластов разреза, а также выравнивание темпа отбора запасов по пластам разной продуктивности.

Выбор параметров оборудования производится с учетом свойств пластов. Скорость T движения в пласте фронта нагнетаемой воды при поршневом вытеснении

$$T = k_{\text{пр}} \Delta p / \mu_{\text{ж}} t \beta_{\text{н}} k_{\text{извл.н}} \Delta l, \quad (\text{XVI.8})$$

где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость пласта; Δp — перепад давления; $\mu_{\text{ж}}$ — вязкость пластовой жидкости; t — эффективная пористость пласта; $\beta_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщения; $k_{\text{извл.н}}$ — коэффициент извлечения нефти; Δl — длина участка пласта.

Разница в скорости движения фронта воды по двум соседним пластам вследствие близости значений многих параметров, входящих в уравнение, обусловлена главным образом различием проницаемости пластов и перепадов давления:

$$k_{\text{пр1}}/k_{\text{пр2}} = \Delta p_{\text{пл1}}/\Delta p_{\text{пл2}}. \quad (\text{XVI.9})$$

Для обеспечения равной скорости перемещения воды по пластам необходимо во втором пласте при нагнетании воды создать перепад давления $\Delta p_{\text{пл2}}$, равный

$$\Delta p_{\text{пл2}} = (k_{\text{пр1}}/k_{\text{пр2}}) \Delta p_{\text{пл1}}. \quad (\text{XVI.10})$$

Следовательно, в менее проницаемом пласте по возможности нужно создавать перепад давления, превышающий перепад давления в другом пласте во столько раз, во сколько раз меньше его проницаемость.

Для осуществления одновременно-раздельной закачки воды в нагнетательных скважинах малопроницаемые пласты должны подключаться к водоводам высокого давления, а высокопроницаемые к водоводам с меньшим давлением. Эффективность применения оборудования одновременно-раздельной закачки резко возрастает при дифференцированном давлении нагнетания воды.

Применение оборудования для раздельной эксплуатации пластов в добывающих скважинах следует начинать после того, как исчерпаны возможности регулирования разработки путем подбора оптимальных режимов нагнетания воды по пластам и получены надежные данные о том, что возможности раздельной закачки исчерпаны.

Регулирование разработки с целью ограничения непроизводительных отборов попутной воды. При разработке залежей путем вытеснения нефти (газа) водой вместе с нефтью (газом) добывается значительное количество попутной воды. Основная часть этой воды выполняет полезную работу по вытеснению нефти, и поэтому ее извлечение на поверхность технологически необходимо и экономически оправдано. В то же время из скважин может отбираться и вода,

уже не участвующая в процессе вытеснения нефти, т. е. не выполняющая полезную работу. Отбор такой воды приводит к непроизводительным затратам и ухудшает технико-экономические показатели разработки.

Все рассмотренные выше способы регулирования разработки в той или иной мере направлены на уменьшение объемов добываемой попутной воды. Наряду с ними необходимо принимать меры, направленные непосредственно на ограничение непроизводительных отборов попутной воды, такие как своевременное прекращение эксплуатации добывающих скважин при достижении предельной обводненности, отключение в скважинах обводненных пластов и интервалов путем проведения изоляционных работ, прекращение нагнетания воды в заводненный пласт и др.

Работы по ограничению непроизводительных отборов попутной воды проводятся с учетом результатов анализа состояния разработки объекта с тем, чтобы выбрать наиболее эффективное в данных условиях мероприятие и сохранить отбор той воды, которая обеспечивает повышение нефтеотдачи. Характер мероприятий определяется с учетом закономерностей перемещения воды в пластах.

При вытеснении нефти за счет подъема ВНК следует проводить изоляцию нижней обводненной части пласта. Для этого выполняется цементирование обводненного интервала под давлением с установкой цементного стакана или моста. Наибольший эффект достигается в тех случаях, когда на уровне текущего ВНК имеется значительный по мощности и широко распространенный по площади прослой непроницаемых пород.

При фронтальном перемещении воды по монолитному пласту с благоприятным соотношением вязкостей нефти и воды, т. е. когда оставшаяся в районе обводненной скважины нефть может быть вытеснена к другим добывающим скважинам, обводняющиеся скважины (кроме скважин стягивающих рядов) выводятся из эксплуатации при обводненности около 90 %.

При малой вязкости нефти в условиях резко неоднородного объекта разработки, когда происходит ускоренное заводнение высокопроницаемых прослоев, заводненные прослои также нужно своевременно выявлять и изолировать. Если заводненный прослой находится в нижней части объекта разработки, его изоляция проводится путем обычной цементной заливки под давлением с установкой цементного моста. В случаях, когда заводненный прослой расположен над нефтенасыщенными прослоями, требуется применение специальных селективных методов изоляции — заливки в интервал перфорации специальных жидкостей (смола, растворов полимеров и др.), способных затвердевать только в обводненных частях продуктивного разреза и не схватывающихся в нефтенасыщенных породах. Селективная изоляция может быть выполнена также путем установки и цементирования против обводненных интервалов отрезка колонны, так называемой «летучки».

При высокой вязкости пластовой нефти происходит резко неравномерное перемещение воды с быстрым прорывом ее к добывающим скважинам по отдельным маломощным прослоям. В таких условиях остановка скважин, так же как и изоляция заводняющихся прослоев при предельной заводненности, допускаемой для случаев маловязких нефтей, может приводить к большим потерям нефтеотдачи. Уменьшение отборов попутной воды при этом может быть достигнуто путем снижения соотношения вязкостей нефти и воды, например, добавкой к нагнетаемой воде полимеров для увеличения ее вязкости или нагнетанием горячей воды для снижения вязкости нефти. При обычном заводнении с целью достижения возможно более высокой нефтеотдачи скважины эксплуатируются вплоть до обводнения 98—99 %, что сопровождается большими отборами попутной воды.

§ 4. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

В связи с недостаточным учетом особенностей геологического строения месторождения при проектировании его разработки после некоторого периода эксплуатации залежи показатели ее разработки могут существенно отличаться от проектных. Часто это бывает связано с тем, что принятые технологические решения не в полной мере отвечают деталям строения объекта на отдельных участках.

Так, в связи с большей неоднородностью продуктивных пластов, чем предполагалось вначале, значительные участки объекта в целом или отдельных пластов могут оказаться не вовлеченными в разработку — это линзовидные и тупиковые зоны, малопродуктивные пласты, участки, удаленные от нагнетательных скважин, участки между скважинами стягивающего ряда и др. (рис. 143).

В этом случае для регулирования разработки требуется проведение мероприятий по совершенствованию, а в отдельных случаях и по коренному изменению ранее принятой системы разработки. Меры по совершенствованию системы разработки обосновываются специализированными научно-исследовательскими организациями при анализе разработки или при авторском надзоре за выполнением проектного документа; в случае коренного изменения системы составляется дополнительный проектный документ.

К мероприятиям по совершенствованию систем разработки относятся:

уплотнение сетки скважин на отдельных участках за счет предусмотренного в проектном документе резерва скважин;

приближение нагнетания к добывающим скважинам путем бурения новых нагнетательных скважин или переноса нагнетания с освоением под закачку некоторых обводненных скважин;

организация очагового заводнения; изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Выбор наиболее эффективных для конкретных условий мер по регулированию разработки осуществляется на основе уточненных представлений об особенностях геологического строения объекта и текущем состоянии его разработки.

Подключение к разработке линзовидных участков высокопроницаемых коллекторов достигается созданием очагов заводнения с использованием в качестве нагнетательных отдельных скважин из числа добывающих или бурением специальных скважин из числа резервных.

Малопроницаемые участки пласта подключаются к разработке путем создания очагов заводнения, а при необходимости — применением повышенного давления нагнетания. Местоположение очаговых скважин выбирается в зависимости от соотношения размеров частей залежи (площади), занятых высоко- и низкопроницаемыми коллекторами. При преимущественном развитии высокопродуктивных коллекторов очаговые скважины целесообразно размещать в их пределах, вблизи границ малопродуктивных коллекторов. Если на участке преобладают малопродуктивные коллекторы, то создавать очаги следует непосредственно в зонах их распространения.

Разработка удаленных от линий нагнетания участков площади может быть активизирована несколькими путями. Один из них — повышение перепада давления между зонами нагнетания и отбора путем повышения давления закачки воды. Второй путь — снижение забойного давления в добывающих скважинах. В условиях природного или искусственного водонапорного режима при равных давлениях на забое добывающих скважин дебит скважин во внешних рядах будет больше в связи с большей депрессией. В скважинах следующих рядов депрессия и дебит уменьшаются вследствие снижения динамического пластового давления к центру площади, что приводит к образованию участков, не

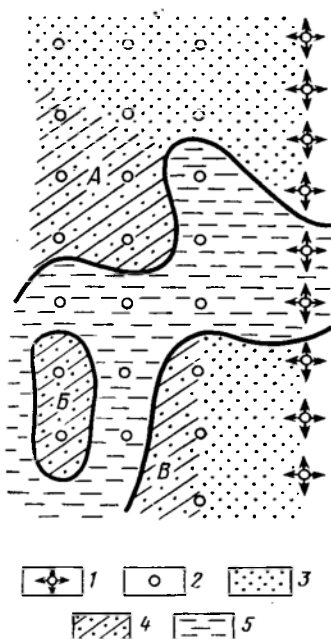


Рис. 143. Охват разработкой по площади при зональной неоднородности пласта.

Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие; высокопроницаемые части пласта, 3 — охваченные разработкой, 4 — не охваченные разработкой (А — экранированные участки; В — линзы; В — тупиковые зоны); 5 — низкопроницаемые части пласта

включенных в разработку. Вовлечение в разработку таких участков может быть обеспечено ограничением отборов из внешних рядов скважин. Это способствует росту пластового давления во внутренних рядах. Однако следует иметь в виду, что уменьшение забойного давления во внешнем ряду снижает годовую добычу по объекту в целом. В период же подхода воды к внешнему ряду ограничение из него отборов жидкости способствует регулированию продвижения контуров и существенно снижает отбор попутной воды. Третий путь вовлечения в разработку внутренних неработающих участков — создание в их пределах дополнительных разрезающих рядов или очагов заводнения. Этот путь зачастую оказывается наиболее эффективным, так как позволяет поддерживать низкие забойные давления во всех рядах добывающих скважин.

В рядах добывающих скважин, к которым стягиваются контуры нефтеносности, целики нефти между скважинами могут быть намного уменьшены путем бурения уплотняющих скважин в ряду из числа резервных или освоением скважин в ряду через одну под нагнетание воды.

Эффективный метод вовлечения в разработку застойных зон пластов между скважинами — изменение направления фильтрационных потоков. Это достигается различными путями: попеременным ограничением или прекращением закачки воды в группы нагнетательных скважин, либо с помощью разрезающих рядов, имеющих разные направления, и др.

В случаях, когда меры по совершенствованию реализуемой системы разработки не могут обеспечить достаточное управление процессами, протекающими в пластах, необходимо провести *коренное изменение системы разработки*. Оно может предусматривать выполнение в отдельности или в определенном сочетании следующих мероприятий:

- повсеместное уплотнение сетки скважин;
- разделение многопластового объекта на объекты с меньшей мощностью;
- замена вида заводнения;
- значительное увеличение давления нагнетания воды и др.

Раздел пятый

НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВЫЕ ВОПРОСЫ

Глава XVII

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Прогнозирование уровней добычи нефти и газа по месторождениям — ответственнейшая задача промыслово-геологической службы. Расчеты уровней добычи по месторождениям служат основой для планирования развития нефтяной и газовой отраслей в целом.

По длительности охватываемого периода планирование делится на текущее — 1 год, пятилетнее — 5 лет и перспективное — 10—15 лет. Главная форма государственного планирования — составление пятилетнего плана с распределением показателей по годам. Оно основывается на потребностях народного хозяйства, возможных уровнях добычи согласно проектным документам на разработку месторождений, а также на количестве необходимых для их обеспечения ресурсов.

Поскольку обоснованность планирования в первую очередь определяется надежностью прогнозирования уровней добычи нефти и газа по месторождениям, этому вопросу должно уделяться первостепенное внимание. Обычно применяют в комплексе несколько методов прогнозирования добычи по месторождениям. Эти методы объединяются в две группы: гидродинамические и статистические.

Гидродинамические методы расчета применяются при определении уровней добычи нефти по отдельным эксплуатационным объектам, главным образом при проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений. Они позволяют оценить на предстоящий период динамику годовой добычи нефти и конечный коэффициент извлечения нефти исходя из имеющихся представлений о геолого-физической характеристике объектов и технологических составляющих систем разработки.

Вместе с тем гидродинамические методы не всегда позволяют учесть все многообразие особенностей геологического строения залежей и неоднородности продуктивных пластов, соответствие им реализуемых систем разработки и реальных организационно-хозяйственных условий. Это снижает надежность прогноза уровней добычи на будущее. Причем чем длительнее расчетный период, чем больше прошло времени с момента

расчета (составления технологической схемы или проекта разработки), тем менее надежны расчеты.

Статистические методы базируются на статистической обработке данных о добыче нефти за прошедший период и их экстраполяции на перспективу. К этой же группе относятся методы аналогии, когда в целях прогнозирования добычи нефти используются данные обобщения опыта разработки по аналогичным месторождениям. Статистические методы различаются между собой исходными зависимостями, к которым относятся зависимость темпов отбора от степени выработки запасов, связь между суммарной добычей нефти и жидкости и др.

Применение статистических методов ограничивается необходимостью иметь достаточно продолжительный период эксплуатации, чтобы выявить необходимые зависимости. Кроме того, их использование возможно лишь в случае, когда в применяемую систему разработки не будет вноситься никаких изменений. Эти методы не могут учесть эффект от различных мер по интенсификации разработки.

В настоящее время при планировании добычи по месторождениям за основу принимаются результаты гидродинамических расчетов, заложенные в технологических схемах и проектах разработки, которые уточняются и корректируются с помощью статистических методов исходя из прошедшего периода и текущего состояния разработки залежи.

§ 1. ГОДОВОЕ И ПЯТИЛЕТНЕЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

При годовом и пятилетнем планировании в качестве сырьевой базы принимаются извлекаемые запасы промышленных категорий ($A+B+C_1$), которые числятся на балансе к началу планируемого периода.

При расчетах за основу берутся исходные данные, определенные в технологических схемах и проектах разработки.

Текущее планирование отличается от пятилетнего более детальным обоснованием показателей плана и подробными расчетами его составных компонентов.

Добыча нефти на планируемый период рассчитывается как сумма добычи нефти из переходящих («старых») и новых скважин:

$$Q_{t+1} = Q_{c(t+1)} + Q_{н(t+1)}, \quad (\text{XVII.1})$$

где Q_{t+1} — добыча нефти в планируемом году; $Q_{c(t+1)}$ — добыча нефти в планируемом году из перешедших с прошлого года («старых») скважин; $Q_{н(t+1)}$ — добыча нефти в планируемом году из новых скважин, которые предусмотрено ввести в эксплуатацию из бурения, а также из освоения с прошлых лет; $t+1$ — индекс планируемого года; t — индекс года, предшествующего планируемому.

Добыча нефти из переходящих («старых») скважин определяется из соотношения

$$Q_{c(t+1)} = (Q_{ct} + q_t N_t u_{t+1}) K_{н(t+1)}, \quad (\text{XVII.2})$$

где Q_{ct} — добыча из старых скважин в предыдущем году; q_t , N_t , u_{t+1} — средний дебит, количество новых скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году, и число дней работы каждой из них в планируемом году; $K_{н(t+1)}$ — коэффициент изменения добычи нефти в планируемом году.

Величина $(Q_{ct} + q_t N_t u_{t+1})$ представляет собой расчетную добычу, которая имела бы место в планируемом году, если бы добыча из старых скважин прошлого года осталась без изменения, а новые скважины, введенные в прошлом году, эксплуатировались бы в планируемом году при тех же дебитах полное число дней. Как правило, определить эту расчетную добычу, имея фактические данные (добычу из старых скважин, количество и средний дебит новых скважин) за предшествующий год, не представляет трудностей. При этом число дней работы переходящих новых скважин u_{t+1} принимается равным $u_{t+1} = 365 K_э$, где $K_э$ — коэффициент эксплуатации.

Основные трудности расчета добычи нефти из переходящих скважин связаны с определением коэффициента изменения добычи нефти $K_{н(t+1)}$ из переходящих в планируемом году скважин по сравнению с предшествующим годом.

На изменение добычи по переходящим скважинам влияют различные факторы. В условиях разработки залежей нефти с заводнением это бывает связано с изменением условий эксплуатации скважин, вызванным продвижением по пластам закачиваемой воды, с изменением в процессе разработки пластового и забойного давления, продуктивности скважин и другими причинами.

Проявляется это главным образом в уменьшении доли нефти в продукции скважин, изменении дебита скважин по жидкости, изменении (уменьшении) фонда «старых» скважин.

Уменьшение доли нефти в продукции скважин связано с закономерным их обводнением по мере выработки запасов нефти. При этом происходит уменьшение дебита скважин по нефти и общее сокращение добычи из фонда «старых» скважин. Учитывается такое сокращение добычи коэффициентом изменения нефтесодержания $K_{f(t+1)}$, который определяется как отношение предусмотренного технологической схемой (проектом) разработки нефтесодержания переходящих скважин в планируемом году $f_{c(t+1)}$ к расчетному нефтесодержанию этих же скважин $f_{p(t+1)}$ («старых» + новых, введенных в предшествующем году), если бы их обводненность осталась на уровне прошлого года $f_{p(t+1)}$, т. е.

$$K_{f(t+1)} = f_{c(t+1)} / f_{p(t+1)}. \quad (\text{XVII.3})$$

Изменение во времени дебита скважин по жидкости может быть связано со снижением или увеличением пластового

давления в соответствии с величиной текущей компенсации отбора закачкой, с изменением продуктивности скважин вследствие засорения или, наоборот, очистки призабойной зоны скважин, с повышением противодавления на пласт за счет увеличения плотности жидкости в стволе обводняющихся скважин. Это также может быть вызвано тем, что разбуривание залежей, как правило, начинается с высокопродуктивных участков, затем в разработку вовлекаются зоны с худшей продуктивностью, что приводит к уменьшению средних дебитов, действующих скважин по жидкости.

По большинству разрабатываемых месторождений средние дебиты скважин по жидкости в начале разработки снижаются, затем в результате проведения мер по интенсификации несколько увеличиваются, а к концу разработки вновь начинают снижаться из-за первоочередного выбытия из эксплуатации высокодебитных скважин.

Изменение добычи за счет увеличения или уменьшения дебита скважин по жидкости учитывается коэффициентом $K_{q(t+1)}$. Коэффициент изменения среднего дебита «старых» скважин по жидкости в планируемом году определяется как отношение предусмотренной технологической схемой (проектом) дебита переходящих скважин по жидкости в планируемом году $q_{с. ж. (t+1)}$ к расчетному дебиту тех же скважин («старые» + новые, введенные в эксплуатацию в предшествующем году), если бы их дебиты остались неизменными:

$$K_{q(t+1)} = q_{с. ж. (t+1)} / q_{р. ж. (t+1)}. \quad (XVII.4)$$

Изменение фонда «старых» скважин бывает связано главным образом с выходом скважин из эксплуатации из-за обводнения в связи с подходом закачиваемой воды или переводом части скважин под нагнетание воды. Для количественного выражения этого фактора, влияющего на темп падения добычи нефти, вводится коэффициент изменения числа старых скважин $K_{n(t+1)}$. Этот коэффициент определяется как отношение предусмотренной в технологических схемах (проектах) продолжительности работы переходящих скважин с учетом выбытия из эксплуатации обводняющихся скважин $n_{с(t+1)}$ к расчетной продолжительности их работы в планируемом году без учета выбытия $n_{р(t+1)}$:

$$K_{n(t+1)} = n_{с(t+1)} / n_{р(t+1)}. \quad (XVII.5)$$

Таким образом, коэффициент изменения добычи нефти $K_{и(t+1)}$ определяется как произведение трех параметров, представляющих собой изменение доли нефти в продукции $K_{f(t+1)}$, среднего дебита жидкости в скважинах $K_{q(t+1)}$ и числа действующих скважин $K_{n(t+1)}$:

$$K_{и(t+1)} = K_{f(t+1)} K_{q(t+1)} K_{n(t+1)}. \quad (XVII.6)$$

Каждый из трех параметров в отличие от коэффициента изменения добычи нефти может быть определен гидродинамиче-

скими методами или методом экстраполяции исходя из текущего состояния разработки залежи, а также на основании обобщения опыта разработки по аналогии с другими подобными месторождениями.

Вторая составляющая (XVII.1) — добыча нефти из новых скважин, которые будут введены в эксплуатацию в планируемом году, рассчитывается исходя из количества вводимых скважин, их среднего дебита по нефти и среднего числа работы одной новой скважины в планируемом году:

$$Q_{н(t+1)} = N_{н(t+1)} q_{н(t+1)} m_{t+1}, \quad (\text{XVII.7})$$

где $N_{н(t+1)}$ — число вводимых в эксплуатацию в планируемом году новых добывающих скважин; $q_{н(t+1)}$ — проектируемый среднесуточный дебит нефти в новых скважинах в планируемом году; m_{t+1} — среднее число дней работы одной новой добывающей скважины в планируемом году.

Количество вводимых новых скважин определяется исходя из объема планируемой на этот период проходки по добывающим скважинам и средней глубины этих скважин. Кроме того, учитывается ввод в эксплуатацию скважин из разведочного бурения и добывающих скважин из освоения с прошлых лет, из простоя и консервации.

При расчете добычи из новых скважин наиболее сложно прогнозировать их средний дебит. Дело в том, что в технологических схемах и проектах разработки на основании гидродинамических расчетов определяется средний дебит по всему фонду добывающих скважин. В то же время при разбуривании залежи в эксплуатацию последовательно вводятся участки с различной продуктивностью, а следовательно, и с разными дебитами расположенных на них скважин.

Последовательность разбуривания участков с разной продуктивностью определяется при составлении ковра бурения на планируемый период. При этом учитывается как продуктивность участков — по возможности в первую очередь разбуриваются наиболее продуктивные участки, так и организационно-хозяйственные ограничения, связанные с перебазированием буровых установок, наличием труднодоступных мест (озера, болота, реки, населенные пункты и др.), состоянием поверхностного обустройства территории месторождения, в том числе внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и т. п. В этих условиях наиболее достоверное прогнозирование дебитов новых скважин, вводимых в эксплуатацию из бурения в планируемый период, возможно путем сопоставления ковра бурения с какой-либо картой, отражающей продуктивность вводимых в эксплуатацию участков залежи с размещенными на них скважинами.

По эксплуатируемым месторождениям, когда производится уплотнение сетки, размещение проектных точек производится

на карте разработки, и для каждой из них дебит устанавливается исходя из дебитов окружающих действующих скважин.

По новым месторождениям или при вводе в разработку неразбуренных участков эксплуатируемых месторождений дебиты новых скважин целесообразно определять исходя из их вероятной продуктивности по картам нефтенасыщенной мощности или гидропроводности.

На рис. 144 приведен пример определения среднего дебита скважин по участкам нового месторождения.

По проекту разработки на этом месторождении предусмотрено пробурить 94 добывающих скважины. Разбуривание будет вестись три года — по 31—32 скважины в год. В соответствии с ковром бурения выделено три участка, на двух из которых расположена 31 скважина, а на одном — 32. Участки вводятся в эксплуатацию в последовательности — 1-й, 2-й и последним — 3-й. Требуется определить средние дебиты скважин этих трех участков.

В целом по месторождению средний дебит одной скважины по проекту составляет 20,4 т/сут. Средняя нефтенасыщенная мощность по залежи 10,2 м. Следовательно, удельный дебит на 1 м нефтенасыщенной мощности составляет 2 т/сут. Зная эту величину и среднюю нефтенасыщенную мощность $h_{н. ср}$ в пределах каждого участка, можно определить ожидаемые средние дебиты скважин по участкам.

На основании карты нефтенасыщенной мощности и расположения на ней участков разбуривания и проектных скважин составляют таблицу (табл. 15).

По данным нефтенасыщенной мощности в каждой скважине определяется суммарная нефтенасыщенная мощность по всем скважинам и средняя нефтенасыщенная мощность каждого участка. Исходя из величины удельного дебита на один метр мощности 2 т/сут, можно найти средний дебит новых скважин каждого участка.

По данным нефтенасыщенной мощности в каждой скважине определяется суммарная нефтенасыщенная мощность по всем скважинам и средняя нефтенасыщенная мощность каждого участка. Исходя из величины удельного дебита на один метр мощности 2 т/сут, можно найти средний дебит новых скважин каждого участка.

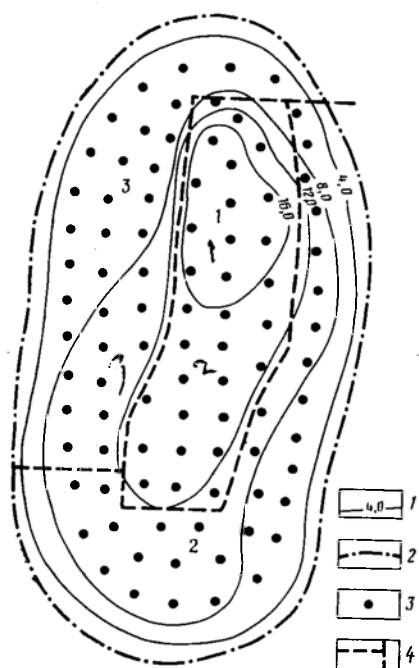


Рис. 144. Пример выделения участков залежи для прогноза среднего дебита новых скважин.

1 — изопакеты нефтенасыщенной мощности, м; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — добывающие скважины; 4 — границы участков

Из табл. 15 следует, что средняя нефтенасыщенная мощность I участка, который будет разбуриваться в 1-м году, 14,4 м, т. е. средний дебит новых скважин этого участка будет 28,8 т/сут. По II участку, вводимому в разработку во 2-м году, средняя нефтенасыщенная мощность оказалась равной 9,1 м и, следовательно, средний дебит новых скважин будет равен 18,2 т/сут, и, наконец, по III участку, который будет вводиться в разработку последним, средняя нефтенасыщенная мощность равна 7,0 м, а средний дебит новых скважин 14,0 т/сут.

Таблица 15

№ участка	Число скважин с нефтенасыщенной мощностью, м				Всего скважин	Σh_n , м	$h_{н.ср.}$, м	Средний дебит, т/сут
	6	10	14	16				
I	—	2	19	10	31	446	14,4	28,8
II	10	21	—	—	31	300	9,1	18,2
III	21	11	—	—	32	236	7,0	14,0
Всего	31	34	19	10	94			

Число дней работы одной новой добывающей скважины в планируемом году рассчитывается исходя из месячного распределения ввода новых скважин в эксплуатацию, выполняемого с учетом планируемых сроков окончания строительства скважин, нормативной продолжительности их обустройства и освоения, а также сезонных условий проведения этих работ. Обычно число дней работы новых скважин планируемого года составляет от 130 до 150.

§ 2. ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПЕРСПЕКТИВУ

Основной особенностью планирования добычи нефти на перспективу, т. е. на 10—15-летний период, является то, что расчет ведется по двум группам месторождений: открытым на начало планируемого периода—эксплуатируемым или подготовленным к промышленной разработке и неоткрытым месторождениям, которые предполагается открыть, подготовить к разработке и ввести в эксплуатацию в планируемый период.

Добыча нефти по открытым месторождениям определяется с учетом утвержденных технологических схем и проектов разработки по методике, принятой при пятилетнем (текущем) планировании (см. § 1 данной главы), т. е. как сумма добычи из старых (действующих) и из новых скважин, планируемых к бурению на этих месторождениях в планируемый период.

Прогноз добычи нефти по неоткрытым месторождениям осуществляется исходя из плана прироста запасов нефти по

каждому району и геолого-физической характеристики ожидаемых к открытию новых месторождений.

На основании характеристики предполагаемых к открытию новых месторождений — их средних размеров, глубины залегания, продуктивности, качества нефти и др., с помощью укрупненных гидродинамических расчетов или по методу аналогии в соответствии с имеющимся опытом разработки определяются наиболее вероятные темпы отбора по годам из приращиваемых запасов. По залежам с разной геолого-физической характеристикой темпы отбора принимаются в диапазоне от 3 до 9 % в год извлекаемых запасов, причем меньшие темпы отбора принимаются для крупных месторождений или малопродуктивных залежей.

Исходя из плана прироста запасов нефти, среднего темпа отбора извлекаемых запасов по месторождениям района, а также с учетом оптимальной кратности запасов (соотношения между разведанными запасами и уровнем добычи нефти) составляется проект перспективного плана.

Меняя количество вводимых месторождений, темпы их освоения и другие показатели, определяемые объемами капитальных вложений, составляют несколько вариантов развития и размещения добычи нефти по месторождениям внутри нефтедобывающих районов, а также между нефтедобывающими районами. Из этих вариантов, различающихся уровнями добычи, объемами капитальных вложений и материально-технических средств, выбирается оптимальный вариант.

При перспективном планировании необходимо учитывать научно-технический прогресс в области технологии разработки нефтяных месторождений, в том числе эффект от применения новых методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Таким образом, результаты расчета добычи нефти на перспективу состоят как бы из двух частей — гарантированной и вероятной, существенно различающихся по точности и надежности. К гарантированной части относится добыча нефти из открытых месторождений, для которых имеются утвержденные проектные документы на разработку. К вероятной части относится добыча из неоткрытых месторождений и за счет применения новой технологии, в том числе новых методов повышения нефтеотдачи.

§ 3. ОСОБЕННОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ СВОБОДНОГО ГАЗА

Планирование добычи газа по газовым месторождениям имеет свою специфику, которая заключается в следующем. В Советском Союзе предприятия по добыче, транспортировке и потреблению газа объединены в единую систему газоснабжения (ЕСГ). В нее входят как органичное целое газовые месторождения со скважинами и промысловым обустройством, маги-

стральные газопроводы, потребители газа и подземные газохранилища.

Следовательно, возможные уровни добычи газа зависят от таких факторов, как производительность (добывные возможности) месторождений, пропускная способность газопроводов, а также необходимость бесперебойного снабжения потребителей газом с заданными параметрами по количеству, качеству, давлению. Причем количество потребляемого газа может иметь значительные сезонные колебания. В связи с этим задача распределения добычи газа по районам газодобычи и отдельным месторождениям представляет собой сложную оптимизационную задачу. В самом общем виде она решается следующим образом.

На основе топливно-энергетического баланса страны Госпланом СССР и его институтами определяются потребности народного хозяйства в газе на пятилетний период (с разбивкой по годам) и на длительную перспективу. Исходя из наличия подготовленных к разработке запасов промышленных категорий и их территориального положения, сложившихся и перспективных потоков газа по действующим и планируемым магистральным газопроводам, размещению потребителей и их потребности, головные институты Мингазпрома распределяют годовые задания по добыче газа между отдельными газодобывающими районами. Все месторождения газодобывающего района рассматриваются с экономической точки зрения как единое целое.

Распределение добычи газа между отдельными месторождениями района производится отраслевыми территориальными институтами путем нескольких последовательных приближений, различающихся количеством учитываемых факторов. Так, при первом приближении могут учитываться только добычные возможности месторождений. При последующих приближениях учитываются реальные потребители, возможности других отраслей народного хозяйства по материально-техническому обеспечению планируемых уровней добычи и др. При этом уточняются и корректируются потребные капитальные вложения, эксплуатационные затраты и другие факторы, пока не будет найден оптимальный вариант.

В процессе эксплуатации месторождений отборы газа из залежей постоянно корректируются. Это обусловлено множеством причин: естественным истощением запасов, изменением представлений о строении залежей и их запасов, открытием новых месторождений по трассе газопровода или вблизи потребителя и др.

Обычно в начальный период разработки газовых месторождений уровни отбора зависят главным образом от пропускной способности магистрального газопровода, которая меняется (увеличивается) по мере ввода в эксплуатацию линейных и головных компрессорных станций. К моменту выхода

месторождения на максимальный уровень добычи газа и вывода магистрального газопровода на максимальную пропускную способность на уровень добычи начинают влиять изменения сезонной потребности в газе: в зимнее время требуется обеспечивать максимальный отбор из залежей, в летнее время — несколько снижать его.

На завершающей стадии разработки газовых месторождений уровни отбора газа определяются остаточными запасами газа в залежах и наличием местных потребителей.

Глава XVIII

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Статья 18 Конституции СССР гласит: «В интересах настоящего и будущих поколений в СССР принимаются необходимые меры для охраны и научно-обоснованного, рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов, растительного и животного мира, для сохранения в чистоте воздуха и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей человека среды».

Из этой статьи основного закона нашего государства следует, что все граждане должны рассматривать природную среду и ее ресурсы как ценнейшее общенародное достояние, требующее особо бережного отношения и систематического проведения мероприятий, направленных на сохранение и обеспечение нормальных условий жизни людей в настоящем и будущем. С указанной точки зрения проблема взаимодействия человека и окружающей среды должна рассматриваться не просто как охрана природы, включающая в себя рациональное использование ее ресурсов, но как сохранение природной среды в широком биосферном плане для охраны самого человека.

В условиях современного высокоразвитого индустриального общества решение проблем охраны недр и окружающей среды проникает во все сферы человеческой деятельности, в том числе и в сферу горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого является нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое, неразрывное целое со всей средой обитания человека, поскольку литосфера представляет собой минеральную основу биосферы. Именно поэтому она нуждается в охране, как и вся природа. Ведение горных работ любого характера, в том числе и добыча нефти и газа, связано также с загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми вследствие их потерь, с возможной деградацией почвы,

вод, атмосферы и нарушением сложившихся биологических и геохимических связей.

Отсюда вытекает следующее определение понятия охраны недр: охрана недр в широком смысле — это обеспечение научно обоснованного, рационального использования земной коры и содержащихся в ней полезных ископаемых, наибольшей техниче-ски возможной и экономически целесообразной полноты из-влечения их из недр, комплексного использования месторож-дений и добытого минерального сырья на всех стадиях его переработки; это рациональное использование минеральных ре-сурсов в народном хозяйстве и утилизация отходов производ-ства, исключающие неоправданные потери минерального сырья и топлива, а также отрицательное воздействие на окружающую природу.

Исходя из глобального значения проблемы охраны недр ре-шение связанных с ней задач в нашей стране регулируется и контролируется на государственном уровне. Регулирование об-щественных отношений в области использования полезных иско-паемых и охраны недр осуществляется путем реализации раз-личных юридических норм и положений, которые в наиболее обобщенном виде нашли отражение в утвержденных в 1975 г. Верховным Советом СССР «Основах законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах».

К основным требованиям, зафиксированным в этом доку-менте, в области охраны недр относятся:

обеспечение полного и комплексного изучения недр;

соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования нед-рами;

наиболее полное извлечение из недр и рациональное исполь-зование запасов основных и совместно с ними залегающих по-лезных ископаемых и содержащихся в них компонентов;

недопущение вредного влияния работ, связанных с пользова-нием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых;

охрана месторождений полезных ископаемых от затопления¹, обводнения¹, пожаров и от других факторов, снижающих каче-ство полезных ископаемых и промышленную ценность место-рождений или осложняющих их разработку;

предупреждение необоснованной и самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение уста-новленного порядка использования этих площадей для других целей;

предотвращение вредного влияния работ, связанных с поль-зованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находя-щихся на консервации горных выработок и буровых скважин, а также подземных сооружений;

¹ Имеются в виду месторождения твердых полезных ископаемых.

предотвращение загрязнения недр при подземном хранении нефти, газа и иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

В целях обеспечения эффективной реализации требований Основ законодательства о недрах типовым «Положением о ведомственной геологической службе» на геологические службы министерств, деятельность которых связана с использованием недр, возлагается осуществление ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы.

Основы законодательства о недрах предусматривают расширение прав органов государственного горного надзора (Госгортехнадзор СССР), на которые возложен контроль за строгим соблюдением предприятиями законодательства о недрах и правил их охраны, комплексностью использования месторождений полезных ископаемых.

Списание балансовых запасов полезных ископаемых, добытых, потерянных, утративших промышленную ценность или не подтвердившихся в процессе изучения месторождения, производится в установленном порядке только по согласованию с органами Госгортехнадзора.

Важную роль в обеспечении правильной оценки промышленного значения месторождений, а следовательно, и в решении исходной стадии охраны недр играет Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР). Назначение этого органа состоит не только в апробации результатов разведки, подсчета запасов и тем самым — качества геологоразведочных работ. Главная задача ГКЗ заключается в установлении кондиций, необходимых для подсчета запасов в недрах и обеспечения наиболее полного, комплексного и экономически эффективного использования минерально-сырьевой базы страны. ГКЗ утверждает также коэффициенты извлечения нефти и конденсата, т. е. устанавливает (косвенным путем) допустимые потери нефти и конденсата в недрах.

Вопросы охраны окружающей среды при проведении горных работ регламентируются также целым рядом специальных постановлений ЦК КПСС, Верховного Совета СССР и Совета Министров СССР и нормативными документами соответствующих министерств и ведомств, рассматривающими более узкие, конкретные вопросы, связанные с ограничением деятельности промышленных предприятий (приказами, руководящими документами, инструкциями, правилами и т. п.).

В 1968 г. Верховным Советом СССР утверждены «Основы земельного законодательства Союза ССР и союзных республик», регламентирующие рациональное использование земель и их охрану. В Основах земельного законодательства установлен порядок охраны качества земельных ресурсов, проведения ре-

культивации и мелиорации земель, нарушенных промышленностью, сохранение ландшафтов.

Предприятия, разрабатывающие месторождения полезных ископаемых, обязываются снимать, хранить и наносить плодородный слой почвы на рекультивируемые земли, а при экономической целесообразности и на малопродуктивные угодья.

В 1970 г. Верховный Совет СССР утвердил «Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик», согласно которым все воды (водные объекты) подлежат охране от загрязнения, засорения и истощения, во избежание причинения вреда здоровью населения и других неблагоприятных явлений вследствие изменения физических, химических и биологических свойств вод.

Опираясь на указанные и другие законы и постановления, соответствующие министерства издали ряд документов, предписывающих определенный порядок использования окружающей среды в целях ее охраны.

Необходимо подчеркнуть, что хотя в официальных документах речь идет об ответственности организаций и предприятий, деятельность которых связана с использованием недр, однако носители этой ответственности — конкретные лица, занимающие определенные административные должности и непосредственные исполнители работ. Поэтому каждый человек — и как специалист, и как гражданин, член общества — обязан знать и соблюдать законы, требования и правила пользования и охраны недр и окружающей среды.

§ 2. ОХРАНА НЕДР ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Вредные явления, которые могут отрицательно сказаться как на общем физико-химическом состоянии недр, так и на ухудшении условий пользования недрами, при бурении возникают вследствие нарушения целостности массива горных пород, вскрываемого скважиной; использования в процессе бурения материалов и веществ, чуждых недрам и обладающих агрессивными свойствами; возникновения аварийных ситуаций и некачественного проведения работ (с нарушением технологических требований); проведения исследований в пробуренных скважинах с отклонениями от принятого комплекса при низком качестве интерпретации результатов исследований.

Указанные причины могут вызвать целый ряд отрицательных последствий, за которые несет ответственность в первую очередь геолог.

Нарушение целостности массива горных пород влечет за собой нарушение естественной разобщенности, изолированности нефтегазоносных и водоносных горизонтов и пластов, а также создает возможность возникновения связи глубоких недр с атмосферой. Появляется опасность взаимодействия пластов через ствол необсаженной скважины, по затрубному пространству

обсаженной скважины при некачественном цементировании или вследствие негерметичности обсадной колонны.

В результате такого взаимодействия в водоносные пласты могут попасть УВ, а нефтегазоносные пласты могут подвергнуться нежелательному и неконтролируемому обводнению. Свободная циркуляция флюидов по стволу скважины может принести вред залежам других полезных ископаемых, присутствующих в разрезе месторождения нефти или газа (например, калийных солей, пресных или целебных минеральных вод и т. п.).

Свободное сообщение с атмосферой может послужить причиной открытого фонтанирования скважины нефтью или газом, что нередко приводит к большим потерям УВ и загрязнению окружающей среды. Кроме того, открытое фонтанирование, так же как и переток нефти или газа в другие пласты, влечет за собой снижение пластового давления в залежах, создает условия для выделения в пласте газа, растворенного в нефти, или конденсата. Все это осложняет процесс извлечения нефти и газа и приводит к большим потерям их в недрах, т. е. к снижению коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоотдачи.

Может также возникнуть самоизлив скважин водой из подземных горизонтов, приводящий к неоправданным потерям пресных или ценных минерализованных вод.

К *аварийным ситуациям при бурении*, наносящим недрам наибольший вред, относятся катастрофический уход промывочной жидкости, открытое фонтанирование, обвалы ствола скважины в процессе бурения. Эти ситуации, как правило, возникают вследствие несоблюдения технологии бурения, использования промывочной жидкости, качество которой не соответствует геологическим условиям.

В результате катастрофических уходов промывочной жидкости в недра попадают применяемые при приготовлении буровых растворов органические вещества, такие как гуматный порошок, нефть, графит, полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ) и др., а также минеральные вещества — барит, каустическая сода, кальцинированная сода, известь и др. Эти вещества могут привести к изменению микробиологической обстановки в недрах, отравлению пресных вод и т. п.

Применение некачественных промывочных жидкостей (например, с высокой водоотдачей) приводит к проникновению в нефтегазоносные пласты фильтрата этих жидкостей, глинизации коллекторов и тем самым — к резкому ухудшению условий освоения добывающих и нагнетательных скважин, иногда оканчивающегося полной неудачей.

Проведение некомплексных исследований в пробуренных скважинах и низкое качество интерпретации их результатов нередко служат причиной пропуска ранее неизвестных нефтегазоносных пластов, что влечет за собой большие потери нефти и газа в неоткрытых залежах.

Некачественная интерпретация может оказаться также причиной неверного (с недопустимо большими погрешностями) определения значений параметров нефтегазоносных пород, положений ВНК, ГВК, ГНК, а следовательно, и размеров залежи нефти и газа. Это в свою очередь приводит к неправильной оценке запасов, некачественному составлению проектов разработки и в конечном итоге — к неправильной оценке народнохозяйственного значения залежи, к большим потерям нефти и газа в недрах.

Мероприятия по охране недр при бурении предусматриваются в геолого-техническом наряде (ГТН), который составляется для каждой скважины, подлежащей бурению. ГТН составляется геологической службой бурового предприятия и служит основным документом для буровой бригады, обязанной руководствоваться им до конца работ.

ГТН содержит геологическую и техническую части. В геологической части наряда должны быть приведены: ожидаемый геологический разрез скважины; литологическая характеристика пород с указанием категорий их крепости; углы падения пластов; глубины, на которых возможны осложнения и аварийные ситуации; интервалы отбора керна и шлама, проведения геофизических исследований (и их обязательный комплекс); конструкция скважины с указанием работ, направленных на оценку продуктивности отдельных пластов; пласты, против которых должна быть произведена перфорация колонны; положение и характеристика водоносных горизонтов; данные об ожидаемых пластовых давлениях и др.

В технической части наряда в соответствии с данными геологической части должны быть предусмотрены технология бурения и качество промывочной жидкости, обеспечивающие предотвращение обвалов, газо-, нефте- и водопроявлений, нарушений нормальной циркуляции промывочной жидкости и глинизации вскрываемых нефтегазоносных пород.

Чтобы избежать открытого фонтанирования в процессе бурения и при вскрытии нефтеносных или газоносных пластов с высоким давлением, необходимо применять соответствующие утяжеленные растворы при обязательной установке на устье скважины превентора. При вскрытии скважинами пористых и сильно дренированных пород следует применять промывочную жидкость с удельным весом, минимально допустимым в данных геологических условиях, с высокой вязкостью, тиксотропией и низкой водоотдачей. Для предупреждения поглощения или ухода промывочной жидкости следует пользоваться профилактическими растворами, обработанными соответствующими реагентами.

При бурении скважин на эксплуатируемом месторождении для предотвращения уходов промывочной жидкости в пласты со сниженным пластовым давлением необходимо ограничить эксплуатацию ближайших к бурящейся скважин до окончания

бурения или перекрыть эксплуатируемый пласт промежуточной колонной.

К важным мероприятиям по охране недр при бурении скважин относится правильная и прочная изоляция нефтегазоносных и водоносных пластов друг от друга. Для этого необходимо строго выполнять все правила цементирования скважин, предусмотренные соответствующей инструкцией.

Перед началом работ по креплению скважины геолог вместе с инженером-буровиком должен разъяснить буровой бригаде особенности крепления и опробования данной скважины, указать интервалы проработки, длительность промывки, параметры промывочной жидкости. Нельзя допускать разрыва во времени между перфорацией интервала залегания продуктивного пласта и освоения скважины. Это может привести к снижению проницаемости пород в результате воздействия промывочной жидкости и к искажению представлений об истинной продуктивности пласта. В случае вынужденного простоя скважины до освоения ее ствол должен быть заполнен пластовой жидкостью.

После цементирования каждую скважину следует испытать на герметичность обсадной колонны в соответствии с соответствующими правилами и нормами. Испытание на герметичность эксплуатационных колон осуществляют либо опрессовкой, либо (при высоких пластовых давлениях) опрессовкой и снижением уровня.

Если результаты испытания неудовлетворительны, скважина должна быть передана либо на изоляционно-ремонтные, либо на изоляционно-ликвидационные работы.

Скважины, пришедшие в аварийное состояние в процессе бурения или вследствие неустраняемой негерметичности колонны, могут создавать угрозу недрам и окружающей среде на поверхности. Иногда в таких скважинах некоторая часть ствола или весь ствол остаются необсаженными и их ликвидация представляет значительные трудности. Ликвидация аварийных скважин — сложный процесс, поэтому следует добиваться безаварийной работы, что значительно легче, чем проведение ликвидационных работ. Эти работы также надо проводить качественно, соблюдая установленные правила и нормы. Особенно внимательно нужно относиться к аварийным скважинам, вскрывшим нефтеносные, газоносные или водоносные пласты. В таких скважинах обязательно должны быть проведены работы по изоляции указанных пластов.

§ 3. ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

«Основы законодательства о недрах» предусматривают следующие требования охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых:

применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи основных и совместно с ними залегающих полезных ис-

копаемых и извлечения содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение; недопущение сверхнормативных потерь, а также выборочной отработки богатых и легкодоступных участков месторождений, приводящей к необоснованным потерям балансовых запасов;

осуществление доразведки месторождений и иных геологических работ, проведение маркшейдерских работ и ведение необходимой предусмотренной правилами геолого-технической документации;

учет состояния, движения запасов и потерь полезных ископаемых;

недопущение порчи разрабатываемых и рядом расположенных месторождений полезных ископаемых, а также сохранение полезных ископаемых, консервируемых в недрах;

сохранение и учет попутно добываемых, но временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства, содержащих полезные ископаемые.

Вредные явления, отрицательно сказывающиеся на уровне использования запасов нефти и газа, ухудшении условий пользования недрами, а также на общем физико-химическом состоянии недр при разработке залежей УВ, возникают вследствие низкой адекватности структур технической и геологической компонент ГТК, обусловленной дефицитом информации о строении залежей и их свойствах; организации разработки залежей или их частей, приводящей к вредному воздействию на другие залежи или соседние части тех же залежей; выбора режимов эксплуатации скважин и залежей, не соответствующих геологическим условиям залегания и фазовому состоянию УВ в недрах; эксплуатации неисправных скважин (с неисправным цементным кольцом, негерметичной колонной и т. п.); сброса промышленных сточных вод в поглощающие горизонты, не отвечающие требованиям, предъявляемым к таким горизонтам; отставания строительства промышленных сооружений и коммуникаций; отсутствия технологий и предприятий для комплексного использования всех полезных компонентов, добываемых вместе с нефтью и газом.

Адекватность структур технической и геологической компонент ГТК должна обеспечиваться проектами и схемами разработки. Практическая реализация этого, как и всех других требований охраны недр, базируется на результатах детального геолого-промышленного анализа данных разведки и подсчета запасов, а для разрабатываемых залежей — на результатах анализа разработки. Прежде всего здесь необходим определенный объем информации соответствующего качества. Только на такой основе возможно создание моделей процесса разработки, достаточно полно учитывающих реальные условия, позволяющих выявлять текущее и прогнозировать будущее состояние залежи и извлечение запасов из недр. Особенно это важно при проектировании применения новых методов повышения нефтеотдачи, связанных с использованием чуждых недрам химических

веществ и физических воздействий. Поэтому применение описанных в учебнике методов изучения свойств и структуры залежей, их геометризации, определения различных параметров и оценки их точности, современных способов накопления и обработки больших объемов информации, методов анализа разработки, ее контроля и регулирования, другими словами, всего методологического и методического арсенала нефтегазопромышленной геологии, должно обеспечивать выполнение задач рациональной разработки залежей нефти и газа и связанных с ней вопросов охраны недр.

Во избежание нанесения ущерба другим залежам эксплуатационные объекты следует разбуривать при условии соблюдения всех необходимых для этого мер. Если в первую очередь осваиваются нижележащие пласты, должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие нефтяные или газовые выбросы, открытые фонтаны, глинизацию верхних пластов и обеспечивающие сохранение естественной проницаемости последних.

При разработке эксплуатационных объектов, состоящих из нескольких сообщающихся пластов, возможны межпластовые перетоки нефти, газа или воды. Для предотвращения этих явлений, осложняющих разработку и затрудняющих контроль за выработкой отдельных пластов, необходимо на возможно более ранней стадии разработки выявлять участки слияния пластов, оценивать масштабы перетоков и устанавливать такие режимы разработки смежных пластов, которые исключали бы перетоки или сводили их к минимуму. Необходим постоянный контроль за изменением пластового давления, дебитов скважин, обводнения их продукции в зоне связи пластов с целью своевременного установления возобновления перетоков и их интенсивности.

Иногда в пластах с хорошей гидродинамической характеристикой интенсивная разработка одних залежей оказывает влияние на соседние залежи, еще не введенные в разработку. При этом наблюдается явление смещения неразрабатываемых залежей в сторону эксплуатируемых, а иногда и перетоки нефти или газа из одних залежей в другие. Это нарушает сохранность залежей и приводит к потерям нефти на путях миграции.

При разработке газонефтяных залежей отбор газа из газовой шапки может привести к снижению в ней давления, в результате чего газонефтяной контакт продвинется в газовую залежь, сухие породы пропитаются нефтью, которая будет безвозвратно потерянной.

Для предотвращения указанных выше явлений, наносящих вред недрам и приводящих к потерям нефти и газа, необходимы постоянный контроль за гидродинамической обстановкой в районе разрабатываемых залежей и на самих залежах, и в отдельных случаях — применение специальных мероприятий вплоть до создания искусственных барьеров на путях фильтрации нефти или газа. Добыча газа из газовой шапки допускается при усло-

вии, что давление в ней в процессе всего периода эксплуатации не будет падать ниже давления в нефтяной части. На эксплуатируемых месторождениях необходимо вести достоверный учет добычи нефти и газа из каждого пласта, группы пластов, отдельных скважин для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутой величиной коэффициента текущей нефтегазоотдачи. На каждый пласт (а где необходимо — на группу пластов) необходимо иметь систему контрольных скважин, расположенных в различающихся по продуктивности частях залежи. Данные учета добычи и результатов контрольных наблюдений должны служить основой для корректировки и распределения добычи нефти между пластами, частями залежей, скважинами и т. д.

Если условия эксплуатации залежей не соответствуют фазовым состояниям УВ, то в залежах при изменении начальных пластовых условий (снижение давления, температуры) могут происходить такие явления, как выделение газа, растворенного в нефти; выпадение конденсата из газа, парафина из нефти, выпадение солей при взаимодействии закачиваемой и пластовой воды; бактериальное заражение залежи и т. п. В таких случаях системы разработки должны учитывать реальную геолого-физическую обстановку и предусматривать мероприятия, которые должны исключить или снижать до безопасного уровня последствия указанных выше явлений. Специальный контроль за ходом разработки позволит принять своевременные меры по ликвидации или локализации начинающихся нежелательных процессов.

При разработке залежей в карбонатных отложениях следует проявлять осторожность при применении солянокислотных обработок пласта. Во избежание образования путей для ускоренного подъема подошвенных вод и обводнения скважин нельзя закачивать кислоту в зоны, близкие к ВНК.

При разработке месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, необходимо изучать распределение этих пород по размеру и площади, температуру, льдистость (относительное содержание льда в объеме породы) и другие характеристики, с тем чтобы не допускать нарушения естественного режима недр, а также качественно выполнять другие правила и нормы ведения работ в районах распространения многолетней мерзлоты.

Эксплуатация неисправных добывающих скважин с нарушенной герметичностью эксплуатационной колонны, цементного кольца и т. п. допускается по согласованию с органами Госгортехнадзора в случаях, когда установленные технологическим режимом отборы жидкости из них не приводят к нарушению требований охраны недр. Эксплуатация дефектных нагнетательных скважин не допускается.

При проведении мероприятий по повышению производительности добывающих нефтяных скважин путем воздействия на

призобойную зону пласта должна быть гарантирована сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного пласта. Нельзя проводить такие мероприятия в скважинах с нарушенным цементным кольцом.

Отставание строительства промысловых сооружений и коммуникаций влечет за собой ряд отрицательных последствий, которые могут принести вред недрам. Отставание строительства установок промысловой подготовки нефти требует преждевременного отключения обводняющихся скважин, интенсивной эксплуатации наиболее богатых центральных частей залежей для компенсации потерь в добыче, что приводит к повышенным потерям нефти и газа в недрах.

Отставание строительства систем заводнения приводит к отрицательному балансу между отбором и закачкой, к потерям пластовой энергии вследствие снижения пластового давления и проявлению нежелательных процессов выделения в пласте газа, выпадения парафина, конденсата и т. п., которые безвозвратно теряются.

Отставание строительства нефтегазосборных сетей влечет за собой вынужденную консервацию одних скважин и эксплуатацию с нарушением технологического режима других, что приводит к общему нарушению проектного порядка и темпов отработки залежей.

Таким образом, борьба за своевременную реализацию планов и проектов промыслового обустройства представляет собой немаловажное мероприятие по охране недр.

Отсутствие необходимых технологий, предприятий или сооружений для комплексного освоения месторождений также приводит к существенным потерям УВ и полезных компонентов, сопутствующих им.

Так, если на нефтепромысле нет специальной сети сооружений для сбора попутного газа, трубопровода для подачи его на бытовые или производственные нужды, газобензинового завода для его переработки, то добываемый вместе с нефтью газ вынужденно сжигается в факелах, что приводит к его потерям, вредному воздействию на почву и растительность и загрязненную атмосферу.

Отсутствие технологий для извлечения серы из природного газа служит причиной длительной консервации залежей газа с повышенным содержанием серы. По этой же причине такое ценное полезное ископаемое, как сопутствующий газу гелий, сжигается вместе с попутным углеводородным газом.

Для предотвращения таких потерь необходимы соответствующие мероприятия, направленные на комплексное освоение месторождений УВ. Примером перехода к комплексному освоению может служить Оренбургское газовое месторождение, где уже извлекают из газа серу, меркаптаны и гелий. Во многих районах полностью утилизируется попутный газ.

Проблема использования сточных вод нефтепромыслов — одна из важнейших при решении вопросов охраны недр и окружающей среды. При современной технологии разработки нефтяных месторождений, неотъемлемым элементом которой является поддержание пластового давления путем закачки в пласт воды, объемы закачки достигают огромных величин и имеют тенденцию к возрастанию. За счет заводнения пластов в СССР добывается свыше 86 % нефти. При этом объемы закачки и потребления воды нефтепромыслами на другие нужды составляют около 2 млрд. м³ в год. Весьма важно то, что из этих объемов расход только пресной воды превышает 750 млн. м³ и через 10—15 лет ожидается увеличение потребления пресной воды на нужды нефтяной промышленности в 3—4 раза.

Соответственно количеству потребляемой воды растет и количество сточных вод, получаемых и добываемых на нефтепромыслах. Так, в 1984 г. по Министерству нефтяной промышленности было получено около 2160 млн. м³ сточных вод, в том числе пластовых, т. е. добытых вместе с нефтью, 1038 млн. м³.

Эти моря сточной воды нужно куда-то девать. Вместе с тем, как известно, в стоках нефтяных промыслов содержатся в значительных количествах загрязняющие вещества: нефть, нефтепродукты, конденсат, растворимые соли и такие токсичные ПАВ, как дисолван, диэтиленгликоль и др. Поэтому нерегулируемый сброс этих вод в недра может существенно загрязнять их, ухудшать и отравлять подземные пресные воды, уменьшая тем самым их запасы и нарушать экологическое равновесие недр.

Для охраны недр и подземных пресных вод от загрязнения наиболее рационально сточные воды нефтепромыслов закачивать в нефтегазоносные пласты для поддержания пластового давления. Это мероприятие в СССР проводится в широких масштабах. Так, из указанных выше объемов добытых в 1976 г. сточных вод использовано в том же году для поддержания пластового давления 339,9 млн. м³, т. е. больше 60 %, в том числе добытых вместе с нефтью пластовых вод — 307,1 млн. м³.

Закачка сточных вод в нефтегазоносные пласты более эффективна, чем пресных, так как эти воды ближе по составу к пластовым, находятся в физико-химическом, термодинамическом и биологическом равновесии с продуктивными пластами и насыщающими их пластовыми флюидами, характеризуются высокой минерализацией, вязкостью, наличием поверхностно-активных веществ, что обуславливает улучшение их нефтевытесняющих свойств. Таким образом, использование сточных вод для заводнения позволяет решать минимум три задачи охраны недр: повышать коэффициент нефтеотдачи, менее грубо вмешиваться в экологическую обстановку недр и экономить пресную воду, ограждая ее от загрязнения и сокращая использование на технологические нужды.

Другим способом избавления от сточных вод промыслов служит сброс их в поглощающие горизонты. Сбрасываются

в поглощающие скважины довольно большие объемы сточных вод нефтепромыслов. Это мероприятие для недр также не всегда бывает нейтральным. Поэтому сброс сточных вод в поглощающие горизонты допускается лишь в определенных гидрогеологических условиях, а именно: при достаточно большой мощности и значительной площади распространения поглощающего горизонта, большой глубине залегания и высокой проницаемости, а главное — при наличии надежных водоупорных слоев, изолирующих поглощающий горизонт от других участков, в первую очередь от пластов, содержащих пресные или целебные минеральные воды. Район сброса сточных вод должен находиться на значительном расстоянии как от области питания, так и, что особенно важно, от области разгрузки поглощающего горизонта.

§ 4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающее условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно или в будущем. В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов и технологических процессов, служащих источниками утечки УВ и других вредных влияний на окружающую среду.

1. К наиболее массовым загрязнителям атмосферы при добыче нефти и газа относятся двуокись серы, окись углерода, окислы азота, УВ и т. п. Опасность загрязнения атмосферы возникает уже в процессе бурения скважин. При разбуривании газовых месторождений в результате прорыва газа по трещинам в пластах, залегающих вблизи земной поверхности, возможно образование выходов газа в атмосферу (грифонообразование), иногда на очень больших расстояниях. Для предотвращения этого явления необходимо использовать специальные растворы (утяжеленные, химически обработанные).

Загрязнение атмосферы сернистыми соединениями происходит особенно интенсивно при сжигании газа в факелах. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух загрязняется также вследствие неисправности элементов оборудования замерных установок, систем сбора продукции скважин, а также вследствие испарения нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и др.

Для борьбы с указанными отрицательными явлениями необходимы утилизация сжигаемого газа и содержание промышленного оборудования в надлежащем состоянии.

2. Почвенный и растительный покров в процессе строительства буровой нарушается в результате расчистки и планировки площади, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров. В этих амбарах скапливается значительное коли-

чество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными материалами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т. п. Значительную опасность представляют буровые растворы, особенно приготовленные на нефтяной основе. Загрязнение ими почв происходит обычно в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, притоков их по поглощающим горизонтам, имеющим выходы на поверхность и т. п.

При эксплуатации залежей основную опасность для почв и растительности представляют нефть и нефтепродукты, попадающие на землю в результате аварий и потерь в системе их сбора и транспорта, а также промышленные сточные воды.

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному изменению физико-химических свойств почв. При этом ухудшается их азотный режим, нарушается корневое питание растений.

Загрязненный нефтью плодородный слой земли не восстанавливается в течение очень длительного времени. Загрязнение территорий сточными водами нефте- и газопромыслов происходит вследствие того, что они не в полном объеме используются для заводнения или сбрасываются в поглощающие горизонты, часть их теряется непосредственно на промысле, часть сбрасывается на так называемые поля испарения. Это приводит к заболачиванию территории промысла, отравлению почв и растительности в связи с высокой токсичностью сточных вод.

Сильнейшее воздействие оказывают и горящие факелы. Помимо загрязнения атмосферы в радиусе 200—250 м от факела полностью уничтожается всякая растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

Предотвращение вредного воздействия на почвы и растительность возможно при выполнении существующих правил и норм. При этом важнейшими мероприятиями следует считать: предотвращение переливов и выбросов буровых растворов в процессе бурения скважин;

отделение шлама от буровых сточных вод и вывоз его в специально отведенные места;

повторное использование буровых и промысловых сточных вод, улучшение их очистки;

использование отработанного раствора для приготовления быстротвердеющих смесей, необходимых для борьбы с поглощениями при бурении, а также при производстве керамзитового гравия в качестве добавки к основному сырью;

использование всех сточных вод для нужд заводнения; излишки должны либо полностью сбрасываться в поглощающие горизонты, либо очищаться до уровня, предусмотренного санитарными нормами;

внедрение микробиологической очистки почв от загрязнения УВ;

ускорение строительства систем сбора и переработки нефтяных газов и газоконденсата, содержание промышленного оборудования в исправном состоянии.

Важнейшим мероприятием, направленным на восстановление нарушенного плодородия почвы, является рекультивация земель.

Рекультивация предусматривает снятие и сохранение плодородного слоя почвы при подготовке площадки под буровую, транспортировку снятого слоя к месту временного хранения и возвращение его на место после окончания буровых работ. Работы по рекультивации земель выполняются в соответствии с «Инструкцией по восстановлению (рекультивации) земель после окончания бурения скважин», утвержденной Министерством нефтяной промышленности в 1981 г.

3. Водная среда при бурении скважин и добыче нефти и газа также подвергается загрязнению. К загрязняющим воду веществам относятся нефть и нефтепродукты, буровой шлам, утяжеленные промывочные растворы, сточные воды, характеризующиеся не только повышенным содержанием различных химических примесей, но и высокой минерализацией. Эти отходы нефтегазодобывающей промышленности могут загрязнять пруды, озера, реки. В связи с интенсивным развитием разведки месторождений и добычи нефти и газа на континентальном шельфе подобная угроза нависает и над морскими акваториями.

Нефть и другие ядовитые вещества, попадая в водоемы, вызывают гибель растительного и животного мира в результате отравления, а также из-за прекращения притока кислорода вследствие образования на поверхности воды пленки нефти.

Защита водоемов от стоков промышленных предприятий предусмотрена «Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами», а также другими документами.

К важнейшим мероприятиям, предотвращающим загрязнение вод, относятся следующие:

широкое внедрение в районах добычи нефти замкнутых систем водоснабжения с ограниченным забором свежей пресной воды;

внедрение эффективных методов подготовки нефти, газа и пластовых вод с целью снижения потерь УВ;

использование передвижных металлических емкостей для сбора нефти при освоении, глушении и подземном ремонте скважин;

использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов.

Использование указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране водных ресурсов.

Указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде, практически невоз-

можно. Деятельность по охране природы для геолога не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требований существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить геологу основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать своевременному выявлению ситуаций, в которых может быть нанесен вред недрам или окружающей среде, и выбору эффективных мер для их предотвращения или ликвидации независимо от того, нашла данная ситуация отражение в том или ином нормативном документе или нет.

Список литературы

1. *Борисенко З. Г.* Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
2. *Борисов Ю. П., Рябичина З. К., Войнов В. В.* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
3. *Викторин В. Д., Лыков Н. А.* Разработка нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М., Недра, 1982.
4. *Гиматулинов Ш. К., Ширковский А. И.* Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1983.
5. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1980.
6. *Дементьев Л. Ф.* Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1981.
7. *Дементьев Л. Ф., Жданов М. А., Қирсанов А. Н.* Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. М., Недра, 1977.
8. *Жданов М. А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1981.
9. *Иванова М. М.* Динамика добычи нефти. М., Недра, 1976.
10. *Максимов М. И.* Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1976.
11. *Кесельман Г. С., Махмутбеков Э. А.* Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти. М., Недра, 1981.
12. *Корогаев Ю. П., Закиров С. Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981.
13. *Нефтегазопромысловая геология.* Терминологический справочник/М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, Р. Х. Везирова и др. М., Недра, 1983.
14. *Орлинский Б. М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М., Недра, 1977.
15. *Орлов В. С.* Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при вытеснении нефти водой. М., Недра, 1973.
16. *Оценка промышленных запасов нефти, газа и конденсата/Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др. М., Недра, 1981.*
17. *Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений.* М., Недра, 1971.
18. *Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей.* Материалы выездной сессии Научного совета по проблемам разработки нефтяных месторождений АН СССР и Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений Миннефтепрома. М., Наука, 1976.
19. *Справочник по нефтегазопромысловой геологии/Под редакцией Н. Е. Быкова, М. И. Максимова, А. Я. Фурсова. М., Недра, 1981.*
20. *Султанов С. А.* Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., Недра, 1974.
21. *Чоловский И. П.* Геологический анализ при разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.

Предметный указатель

А

- Абсолютная отметка залегания картируемой поверхности 113
- Акустический цементомер 350
- Альтитуда устья скважины 113

В

- Вода в породах* 158
 - адсорбированная 158
 - верхняя 160
 - гравитационная свободная 158
 - грунтовая 160
 - капиллярная 158
 - конденсатная 159
 - конденсационная 159
 - краевая (контурная) 160
 - лисорбированная 158
 - нижняя 160
 - остаточная 74, 124, 158
 - подошвенная 160
 - промежуточная 160
 - связанная 158
 - седиментационная 158
 - сорбционно-замкнутая 158
 - стыковая (пендулярная) 158
 - тектоническая 159
 - техническая (искусственно введенная) 159
- Водонапорная система* 167
 - инфильтрационная 168
 - область питания 167
 - область разгрузки 167
 - область стока 167
 - природная 167
 - элизионная 168
- Воды
 - инфильтрационные 159
 - пластовые 160
 - элизионные 159
- Воронка депрессии давления 294
- Восстановление давления 296
- Вредные явления при бурении* 401
 - катастрофический уход промывочной жидкости 402
 - нарушение целостности массива горных пород 401
 - обвалы ствола скважин 402
 - открытое фонтанирование 402
 - применение некачественных промывочных жидкостей 402

- проведение некомплексных исследований 402
- Вредные явления при разработке* 405
 - нанесение ущерба другим залежам 406
 - несоответствие фазовому состоянию 407
 - низкая адекватность структур технической и геологической компонент ГКТ 405
 - отсутствие условий комплексного освоения месторождений 408
 - отставание строительства промышленных сооружений и коммуникаций 408
 - отставание строительства систем заводнения 408
 - эксплуатация неисправных добывающих скважин 407
- Вскрытие продуктивных пластов 382
- Вытеснение нефти* 319
 - водой, поршневое (фронтальное) 340
- Выделение пород-коллекторов по ГИС*
 - в карбонатном разрезе 59
 - в терригенном разрезе 59
- Высота капиллярного подъема 125

Г

- Газовый конденсат* 154
 - стабильный 154
 - сырой 154
- Газовый фактор скважины 284
- Гамма-цементомер 350
- Геологическая граница* 56
 - дизъюнктивная 56
 - произвольная 57
 - резкостная 56
 - условная 57
- Геологическая компонента ГТК 11, 32
- Геологический отчет по эксплуатации скважин 288
- Геологическое пространство* 47
 - реальное 47
 - реальное полноопределенное (непрерывное) 51
 - формальное неполноопределенное (дискретное) 51

¹ В Указателе рубрики располагаются в алфавите букв (первых, вторых, третьих и т. д.), независимо от деления рубрики на слова; обобщающие слова выделены курсивом.

- Геологическое тело* 57
простое 57
сложное 57
условное 57
- Геолого-статистический разрез (ГСФ)*
105
групповой 107
нормальный 107
нормированный 107
- Геолого-технический комплекс* 11
- Геотерма* 177
- Геотермический градиент* 178
средневзвешенное значение 179
частное значение 178
- Геолого-технический наряд на бурение* 403
- Геометризация залежи* 111
- Гидродинамические методы* 389
- Глубинная дебитометрия* 331
- Глубинная расходомерия* 332
- Гравитационное распределение газа и жидкости в пористой среде* 124
- Градиент давления* 259
вертикальный 167
- Границы залежи* 111
верхняя 111
линия выклинивания коллекторов 123
линия фациального замещения коллекторов 122
нижняя 112
- Границы между газо-, нефте-, водонасыщенными частями пласта* 125
водонефтяной контакт (ВНК) 125
газоводяной контакт (ГВК) 125
газонефтяной контакт (ГНК) 125
- Гранулометрический (механический) состав породы* 83
- График разработки* 181, 291
- Грунтовая гидродинамическая система* 167
- Д**
- Давление забойное* 259, 294, 300
- Давление пластовое* 164
абсолютное 165
аномальное 169
гидростатическое (ГПД) 169
динамическое, среднее по залежи (или отдельной ее части) 297
замеренное 293
избыточное 172
меньше гидростатического (МГПД) 173
на контуре питания 259
на линии нагнетания 259
начальное (статическое) 167
нормальное 169
приведенное 165, 295
приведенное по времени 297
природное 167
- сверхгидростатическое (СГПД) 173
текущее (динамическое) 292, 294
- Дебит скважины* 284
по газу 284
по жидкости 284
по нефти 284
- Дегазирование пробы нефти дифференциальное* 142
- Депрессия на забое скважины* 300
- Дизъюнктивное нарушение* 118
амплитуда 122
взброс 118
проводящее 118
сброс 118
сбросо-взброс 118
экранирующее 118
- Динамика показателей разработки* 271
- Добыча воды* 271
суммарная (накопленная) 271
текущая 271
- Добыча газа* 271
суммарная (накопленная) 271
текущая 271
- Добыча нефти* 271
суммарная (накопленная) 271
текущая 271
- Дроссельный эффект* 334
- Е**
- Единая система газоснабжения (ЕСГ)* 396
- З**
- Заводнение внутриконтурное* 241
головное 249
избирательное 249
очаговое 249
площадное 249
площадное, девятиточечное обратное 246
площадное, девятиточечное прямое 246
площадное линейное 246
площадное пятиточечное 246
площадное семиточечное обратное 246
площадное семиточечное прямое 246
площадное яченстое 246
пятирядное 243
с разрезанием на блоки (блоковое) 242
с разрезанием на площади самостоятельной разработки 242
сводовое 244
трехрядное 243
- Заводнение законтурное* 239
- Заводнение приконтурное* 239
- Заколонная циркуляция* 351

Залежь

- газовая 140
- газогидратная 140, 157
- газоконденсатная 140
- газонефтяная 140
- нефтегазовая 140
- нефтяная 140
- углеводородов в динамическом состоянии 10
- углеводородов в статическом состоянии 10

Запасы

- балансовые 197
- забалансовые 197
- извлекаемые 197
- извлекаемые, начальные 197
- извлекаемые, остаточные 197
- извлекаемые, текущие 197
- категории А 196
- категории В 196
- категории С₁ 196
- категории С₂ 196
- нефти, горючих газов, конденсата 195

Зоны

- не охваченная процессом вытеснения 330
- с достаточным (активным) охватом процессом вытеснения 329
- с недостаточным (ослабленным) охватом процессом вытеснения 330

И

Индикаторная диаграмма 302

Интервал перфорации 378

изменение 371

обоснование выбора 378

Использование сточных вод нефте-

промыслов 409

Источники информации в нефтегазо-
промысловой геологии 45

гидродинамические методы исследо-

вания скважин 46, 301 изучение
керна, шлама, проб нефти, газа,
воды 45

исследование скважин геофизиче-

скими методами (методы ГИС) 45

наблюдение за работой добываю-

щих и нагнетательных скважин 45

К

Кавернность горной породы 69

Калориметрическое смешивание
жидкости 334

Карта

геотермическая 180

заводнения продуктивного пласта

362

изобар 297

изопахит (мощностей) 65

кровли проницаемой части пласта-

коллектора 137

охвата вытеснением 323, 330

поверхности ВНК 135

распространения коллекторов 329

структурная 112

суммарных отборов и закачки

воды 288

текущего состояния разработки 288

Карточка скважины

нагнетательной 286

по исследованию 286

эксплуатационной (добывающей)
286

Классификация

запасов месторождений, перспек-

тивных и прогнозных ресурсов

нефти и горючих газов 195

нефтей 140

подземных вод 161

Количественная оценка

макронеоднородности по коэффи-

циенту песчанности 93

макронеоднородности по коэффи-

циенту расчлененности 93

макронеоднородности по выдер-

жанности пластов 93

макронеоднородности по степени

связности коллекторов двух пластов

94

мезонеоднородности 91

микронеоднородности по среднему

квадратическому отклонению 86

по энтропии 86

Количество проходящей через залежь

воды 280

Компенсация отбора жидкости за-

качкой 375

Комплексный параметр определения

кондиционных пределов продуктив-

ных пород 200

Кондиционные значения свойств пор-

род 199

Конструкция скважины 287

Контроль за заводнением продуктив-

ных пластов 349

гидрохимическими методами 350

по обводнению скважин 350

Контроль за изменением пластового

давления 297, 307

Контур нефтегазоносности

внешний 136

внутренний 136

Конусообразование 353

Корреляция детальная 97

выбор опорного (эталонного) раз-

реза 101

выделение реперов 99

выделение реперных границ 99

индексация пластов 101

- попарное сопоставление разрезов скважин 102
 последовательное сопоставление разрезов скважин 102
 установление и прослеживание синхроничных границ 99
- Корреляция**
 общая 97
 по биостратиграфическим признакам 96
 по литостратиграфическим (литогенетическим) признакам 96
 по хроностратиграфическим признакам 96
 региональная 96
 разрезов скважин 96
- Коэффициент**
 водонасыщенности 74
 вытеснения 201
 газонасыщенности 74
 гидропроводности 304
 заводнения 201
 извлечения газа 203
 извлечения конденсата 203
 извлечения нефти 201
 извлечения нефти, конечный 201
 извлечения нефти, проектный 201
 извлечения нефти, текущий 201
 извлечения нефти, фактический 201
 изменения добычи нефти 391
 изменения нефтесодержания (доли нефти в продукции) 391, 392
 изменения среднего дебита старых скважин по жидкости 392
 изменения числа действующих старых скважин 392
 кавернозности 69
 нефтенасыщенности 74
 охвата вытеснением, обусловленный неоднородностью коллектора по проницаемости 202
 охвата вытеснением, обусловленный расчлененностью пласта 203
 охвата вытеснением, связанный со стягивающими рядами 203
 охвата вытеснением, связанный с разрезающими рядами 203
 охвата вытеснением по мощности 319
 охвата вытеснением по площади 320
 охвата вытеснением, прогнозный 324
 охвата залежи разработкой 318
 охвата пласта процессом вытеснения (вытеснением) 202, 319
 пористости, открытой 66
 пористости, полной (абсолютной) 66
 пористости скелета породы 66
 проводимости 304
 продуктивности скважины 300
 продуктивности, удельный 302
 приемистости скважины 300
 приемистости, удельный 302
 пьезопроводности 304
 эксплуатации 391
- Кривая** восстановления давления (КВД) 296
- Л**
- Линейная интерполяция 114
- М**
- Масштабная сетка (высотная арфа) 115
 Матрица трещиноватой породы 65
 Мероприятия по охране недр при бурении 403
- Методы**
 глубинной потокометрии 331
 радиоактивных изотопов 331
 термокондуктивной потокометрии 333
 термометрии 334
- Метод установившихся отборов 301
 фотоколориметрии нефти 335
 экстраполяции 393
- Моделирование**
 графическое 53
 математическое 53
- Модель**
 реального геологического пространства 51
 реального геологического пространства, мысленная 52
- Н**
- Насыщенность начальная 75
 остаточная 75
- Негерметичность эксплуатационной колонны 350
- Некачественное цементирование за-
 колонного пространства 350
- Неоднородность геологическая** 82
 макронеоднородность 91
 мезонеоднородность 88
 метанеоднородность 94
 микронеоднородность 85
 ультрамикронеоднородность 83
- Нефтегазопромысловая геология** 12
 задачи методические 43
 задачи методологические 43
 цели 41
- Нефти**
 высокопарафинистые 141
 высокосернистые 141
 высокосмолистые 141
 парафинистые 141
 сернистые 141
 смолистые 141
 малопарафинистые 141

малосернистые 141
малосмолистые 141
Новые методы разработки 218
вытеснение нефти водными растворами ПАВ 220
вытеснение нефти водными растворами полимеров 219
вытеснение нефти горячей водой 222
вытеснение нефти мицеллярными растворами 220
вытеснение нефти паром 221
заводнение с химическими реагентами 219
смешивающееся вытеснение 224
термофизические 221
термохимические 223
Норма отбора
жидкости 373
нефти 372
нефти, техническая 372
нефти, технологическая 372

О

Обводненность продукции 271, 277
Обводненность скважины 284
Обеспеченность отбора закачкой 329
накопленная 329
текущая 329
Обобщение информации 51
теоретическое 51
эмпирическое 51
Объект эксплуатационный (разработка) 232
базисный 233, 238
возвратный 233, 238
группирование пластов 233
многопластовый 233
однопластовый 233
Объем залежи 110
общий 110
эффективный 110
Одновременно-раздельная эксплуатация 239
Опробование пластов поинтервальное 182
Органы государственного горного надзора (Госгортехнадзор СССР) 400
Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах 399
Охрана недр при бурении 401
Охрана недр при разработке 404
Охрана окружающей среды 410

П

Параметр пористости (ГИС) 68
Паспорт
объекта разработки 289
скважины 287

Перемещение контуров нефтегазоносности 341
Перепад давления между контуром питания и зоной отбора 259
Пересчет запасов 198
Переходная зона на контакте нефть—вода 125
Планирование
добычи газа 396
добычи нефти, перспективное 389
добычи нефти, пятилетнее
добычи нефти, текущее 389
Подсчет запасов 195
Подсчетный объект 195
Подъем ВНК 341
Показатели разработки
проектные 289
фактические 290
Показатель степени использования запасов 271
Пористость горной породы 66
динамическая 77
открытая 66
полная 66
эффективная 77
Пористость скелета горной породы 66
Порода
гидрофильная 75
гидрофобная 75
Порода-коллектор 55
водонасыщенная 55
газонасыщенная 55
непродуктивная 55
нефтенасыщенная 55
продуктивная 55
Порода-неколлектор 56
Построение структурной карты
способом профилей 113, 120
способом треугольников 113, 114
Приемистость нагнетательной скважины 284
Принципы регулирования разработки 367
возможно более полное вовлечение в разработку всех пластов при уменьшении различий в темпах их выработки 369
неподвижность ГНК при равномерном подъеме ВНК 369
опережающая выработка наиболее продуктивного пласта 369
относительно равномерный подъем ВНК по всей площади залежи 369
равномерное перемещение контуров нефтеносности 367
равномерное перемещение фронта закачиваемой воды 367
равномерный подъем ГВК и продвижение контуров газоносности 371

- равноскоростная выработка всех пластов по разрезу 368
создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенными частями пласта 370
ускоренная выработка более продуктивных участков залежи 368
ускоренная выработка каждого нижележащего пласта 368
- Природные газы*
газовых залежей 148
газогидратных залежей 148
газоконденсатных залежей 148
жирные 149
растворенные в нефти 148
сухие 149
- Природные режимы залежей газа*
газовый (расширяющегося газа) 190
смешанный 192
упруговодонапорный 191
- Природные режимы залежей нефти*
водонапорный 181
газонапорный 186
гравитационный 189
растворенного газа 187
упруговодонапорный 183
- Прогноз добычи нефти*
по неоткрытым месторождениям 395
по открытым месторождениям 395
- Прогнозная добыча нефти*
в планируемом году 390
из новых скважин 390
из перешедших (старых) скважин 390
- Прогнозное среднее число дней работы одной новой добывающей скважины 393
Прогнозное число вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин 393
Прогнозное число дней работы новых скважин 391
Прогнозный средний дебит новых скважин 391
Продвижение закачиваемой воды 346
Продуктивность объекта, суммарная 223
Продуктивность пластов при их раздельной разработке 233, 235
Проект разработки 390
Проекция точки наблюдения картируемой поверхности на плане 113
Проницаемость пород-коллекторов
абсолютная 78
относительная 79
фазовая 79
- Профиль*
геологический 53, 212
геолого-геотермический 180
- притока 332
расхода 332
- Пустотное пространство пород-коллекторов* 65
представленное кавернами 65
представленное порами 65
представленное трещинами 65
- Пьезометрическая высота 165
Пьезометрическая поверхность 165
Пьезометрический напор 165
Пьезометрический уровень 165
- Р**
- Радиус скважины, приведенный 301
Радиус условного контура питания скважины 301
Разностный параметр (ГИС) 68
Разрез скважины
геолого-геотермический 177
геолого-технический 287
- Регулирование разработки* 365
без изменения системы разработки 366, 371
воздействием на призабойную зону скважины 381
заменой вида заводнения 388
~ изменением направления фильтрационных потоков и циклическим заводнением 365
изменением скорости фильтрации пластовых флюидов 365
ограничением непронизводительных отборов попутной воды 384
обоснованием интервалов перфорации 378
организацией очагового заводнения 387
повсеместным уплотнением сетки скважин 388
повышением давления нагнетания 383
приближением нагнетания к добывающим скважинам 386
разделением (разукрупнением) многопластового объекта 388
с изменением системы разработки 366, 386, 388
снижением забойного давления в добывающих скважинах 383
~ с помощью оборудования ОРЭ 383
~ уменьшением приемистости высокопроницаемых пластов 383
~ уплотнением сетки скважин 386
~ установлением режимов работы нагнетательных скважин 374
~ установлением режимов работы нефтяных добывающих скважин 371
Репрессия на забое нагнетательной скважины 300

С

Сетка скважин 251
 квадратная 255
 линейная 254
 линейная, с постоянным расстоянием 254
 линейная, с уплотнением к центру площади 255
 оптимальная 256
 основного фонда 252
 плотность 255, 256
 плотность, фактическая 257, 258
 равномерная 252
 равномерно-переменная 253
 с замкнутыми рядами 254
 с незамкнутыми рядами 254
 с учетом резервного фонда 252
 треугольная 255
 ячеистая равномерно-переменная 254
 шахматная 255

Система 26
 динамическая 31
 компонента 26, 31
 подсистема 26, 31
 статическая 31
 структура 27
 элемент 26, 31

Системы разработки 208
 газовых залежей 225
 газоконденсатных залежей 225
 газоконденсатных залежей с сайклинг-процессом 227
 нефтяных залежей 208

рациональная 208
 с использованием напора краевых вод 213
 с использованием напора пластовых вод при неподвижном ГНК 216
 с использованием напора подосвещенных вод 214
 с использованием энергии выделяющегося из нефти газа 215
 с совместным использованием напора пластовых вод и газа газовой шапки 215

Системно-структурный подход 40
 иерархический (структурный) уровень 28
 иерархическое представление 28, 31
 множественное представление 30, 31, 38
 функциональное представление 30, 31, 36
 целостное представление 29, 31

Скважины
 бездействующие 268
 водозаборные 265
 вспомогательные 265

действующие 268
 добывающие 263, 268
 контрольные 263, 268
 контрольно-эксплуатационные 264
 ликвидированные после бурения 268, 269
 ликвидированные после эксплуатации 268, 269
 наблюдательные 264
 нагнетательные 263
 находящиеся в консервации 268, 269
 находящиеся в ожидании ликвидации 268, 269
 находящиеся в ожидании освоения 268
 осваиваемые 268
 оценочные 263
 поглощающие (сбросовые) 265
 пьезометрические 264
 разведочные 265
 специальные 263

Соотношение объемов закачиваемой воды и отбираемой жидкости 321

Средства получения информации в нефтегазопромисловой геологии
 материальное моделирование 49
 наблюдение в процессе эксплуатации залежи 50
 производственный эксперимент 50
 эмпирические 49

Стадия разработки газового эксплуатационного объекта 282
 вторая 283
 первая 283
 третья 283
 четвертая 283

Стадия разработки нефтяного эксплуатационного объекта 272
 вторая 272
 первая 272
 третья 272
 четвертая 272

Статистические методы 390
 Схема обоснования положения ВНК 134

Т

Температура пластовая, природная (начальная) 176

Темп отбора
 от начальных извлекаемых запасов 271, 279
 от остаточных извлекаемых запасов 271

Термограмма 177, 334
 Техническая компонента ГТК 11, 32
 Технологическая схема разработки 390
 Технологический режим работы скважин 289
 Точка формальная 47

Требования охраны недр 399
Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) 71

У

Удлинение ствола скважины 113
Учет показателей работы скважин 286

Ф

Физическое пространство 47
Физические свойства пластовой нефти

вязкость 145
газосодержание 141
давление насыщения 142
коэффициент разгазирования 142
коэффициент светопоглощения (колориметрическое свойство) 146
коэффициент сжимаемости (объемной упругости) 143
коэффициент теплового расширения 143
объемный коэффициент 144
пересчетный коэффициент 144
плотность 144
промысловый газовый фактор 142
усадка 144

Физические свойства пластовых вод
вязкость 163
газосодержание 163
минерализация 162
объемный коэффициент 163
плотность 163
поверхностное натяжение 163
растворимость газа в воде 163
сжимаемость 163
электропроводность 164

Физические свойства природных газов

абсолютная влажность 154

газоконденсатный фактор 155
гидраты газов 156
давление начала конденсации 155
конденсатногазовый фактор 154
коэффициент сжимаемости 150
критическая температура 151
критическое давление 151
молекулярная масса 149
объемный коэффициент 154
относительная влажность 154
плотность 149
псевдокритическая температура 152
псевдокритическое давление 152
уравнение состояния газов 149

Фонд скважин 263

основной 266

резервный 266

Формы поверхности текущего ВНК 341

Форсированный отбор жидкости 374

Фогоколориметрия нефтей 146

Х

Характеристика по ГИС

гидрохимических осадков 63

глин 62

карбонатных пород 62

песчаников 62

Химический состав вод 161

Ч

Части залежи

газовая 136

водогазовая 136

водонефтяная 136

нефтяная 136

Э

Эмерджентные свойства 27

Минадора Макаровна Иванова
Леонид Федорович Дементьев
Игорь Павлович Чоловский

**НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ
И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Редактор издательства Н. В. Чистякова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор О. Ю. Трепенюк
Корректор К. С. Торопцева

ИБ № 5765

Сдано в набор 20.11.84. Подписано в печать 20.02.85. Т-07009. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага кн.-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 26,5. Усл. кр.-отг. 26,5. Уч.-изд. л. 29,41. Тираж 3600 экз. Заказ 2066/123—7. Цена 1 р. 30 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

Вниманию читателей!

**В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА» ГОТОВЯТСЯ
К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ**

ДАЛЬБЕРГ Э. К.

Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа:
Пер. с англ. 1985.— 9 л. 60 к.

Изложены представления о поведении флюидов и влиянии гидродинамической обстановки на залежи углеводородов. Показана роль гидродинамических условий в формировании скоплений нефти и газа, возможность использования гидродинамики в практике поисково-разведочных работ. Приведены сведения о зарубежных гидродинамических залежах; изложена методика картирования таких залежей. Объясняется природа наклонных водонефтяных контактов.

Для специалистов, занимающихся поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, гидрогеологов и буровиков.

КРАТКИЙ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЙ СЛОВАРЬ ПО ИСКОПАЕМЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕСУРСАМ

(англо-французско-немецко-испанско-русский).

Под ред. А. С. Астахова, И. В. Высоцкого, Н. П. Лаврова.
1985.— 17 л. 85 к.

Приведено около 2000 терминов (и наиболее распространенных аббревиатур), касающихся геологических и экономических вопросов оценки ресурсов и запасов нефти, конденсата, газа, угля, радиоактивного сырья, их освоения (поисков, разведки, добычи или производства) и использования, а также охраны окружающей среды. Термины на английском, французском, немецком и испанском языках сопровождаются переводом на русский язык и их толкованием.

Для геологов, экономистов, энергетиков, работающих с зарубежной литературой по ископаемым энергетическим ресурсам.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга—почтой» магазинов: № 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61; № 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»