

УДК 550.8:553.98
ББК 33.36
И 20

Рецензенты: кафедра разработки нефтяных месторождений РГУ НГ им. И.М. Губкина; д-р геол.-минер. наук, профессор **С.С. Яковлев, Е.**

Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.
И 20 Нефтегазопромысловая геология: Учеб. для вузов. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. — 414 с.: ил.
ISBN 5-8365-0032-0

Описаны методы геолого-промыслового изучения залежей нефти и газа для проектирования систем разработки и управления процессами нефтегазоизвлечения. Обоснован выбор способов воздействия на продуктивные пласты в различных геолого-физических условиях. Освещены методы охраны недр и окружающей среды.

Данные вопросы изложены с учетом особенностей современного состояния нефтегазовых недр и соответствующих достижений научно-технического прогресса в области разработки месторождения углеводородов.

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

ISBN 5-8365-0032-0

© М.М. Иванова, И.П. Чоловский,
Ю.И. Брагин, 2000
© Оформление. ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2000

*Авторы
выражают сердечную благодарность
президенту ЗАО "Нефтестройсервис"
господину **ЧИКИНУ ЕГОРУ АЛЕКСЕЕВИЧУ**
и вице-президенту НК "Лукойл",
генеральному директору ООО
"Торговый дом Лукойл"
господину **СМИРНОВУ АЛЕКСАНДРУ СЕМЕНОВИЧУ**
за благотворительную помощь
в издании этого учебника*

éÉãÄÇãÖç àÖ

Предисловие	4
Введение	5
РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ КАК НАУКА И ЕЕ ЗАДАЧИ	7
Глава I. История развития нефтегазопромывсловой геологии	7
§ 1. Нефтегазопромывсловая геология.....	7
§ 2. Основные периоды развития нефтегазопромывсловой геологии.....	8
§ 3. Связь нефтегазопромывсловой геологии с другими геологическими и смежными науками.....	20
Глава II. Методы и средства нефтегазопромывсловой геологии	21
§ 1. Цели и задачи нефтегазопромывсловой геологии.....	21
§ 2. Методы получения промыслово-геологической информации.....	24
§ 3. Средства получения информации	27
§ 4. Методы комплексного анализа и обобщения исходной информации.....	28
Глава III. Системный подход к изучению залежей углеводородов	30
§ 1. Понятие системы	30
§ 2. Возможные представления и типы систем в геологии.....	31
§ 3. Структурные уровни промыслово-геологической системы	34
§ 4. Роль системного подхода при изучении залежей	36
РАЗДЕЛ ВТОРОЙ. ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ	38
Глава IV. Изучение формы залежи	38
§ 1. Залежь, месторождение.....	38
§ 2. Изучение структурных поверхностей залежи (кровли, подошвы)	40
§ 3. Изучение дизъюнктивных нарушений	49
§ 4. Изучение границ залежей, связанных с фациальной изменчивостью пластов и стратиграфическими несогласиями.....	55
§ 5. Изучение положения водонефтяных контактов в залежах с подошвенной водой	56
Глава V. Изучение внутреннего строения залежей и свойств пород-коллекторов	73
§ 1. Факторы, определяющие внутреннее строение залежей.....	73
§ 2. Расчленение продуктивной части разреза скважины.....	74
§ 3. Емкостные свойства пород-коллекторов.....	81
§ 4. Нефте-, газо-, водонасыщенность пород-коллекторов.....	87
§ 5. Фильтрационные свойства пород-коллекторов.....	91
§ 6. Сравнительные характеристики терригенных и карбонатных коллекторов	94
§ 7. Геологическая неоднородность нефтегазоносных пластов.....	97
§ 8. Детальная корреляция разрезов скважин.....	108

Глава VI. Свойства пластовых флюидов.....	124
§ 1. Физическое состояние нефти и газа в условиях залежей.....	124
§ 2. Пластовые нефти.....	126
§ 3. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты.....	132
§ 4. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.....	142
Глава VII. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа.....	148
§ 1. Начальное пластовое давление.....	148
§ 2. Температура в недрах нефтяных и газовых месторождений.....	160
§ 3. Природные режимы залежей нефти и газа.....	165
Глава VIII. Общие сведения о запасах нефти, газа и конденсата.....	182
§ 1. Понятие "запасы углеводородов".....	182
§ 2. Граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород.....	184
§ 3. Коэффициенты извлечения нефти, газа, конденсата.....	185
РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	191
Глава IX. Геологическое обоснование методов и систем разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.....	191
§ 1. Системы разработки; геологические данные для их проектирования.....	191
§ 2. Системы разработки нефтяных и газонефтяных залежей при естественных режимах и геологические условия их применения.....	196
§ 3. Традиционный метод заводнения нефтяных пластов в разных геологических условиях.....	200
§ 4. Нетрадиционные методы разработки нефтяных залежей и геологические условия их применения.....	202
§ 5. Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей и влияние на нее геологических условий.....	211
Глава X. Основные технологические решения при разработке нефтяных месторождений с заводнением и их геологическое обоснование....	219
§ 1. Выделение эксплуатационных объектов.....	219
§ 2. Геологическое обоснование выбора вида заводнения.....	226
§ 3. Сетка скважин нефтяного эксплуатационного объекта.....	238
§ 4. Градиент давления в эксплуатационном объекте.....	247
Глава XI. Фонд скважин при разработке месторождения.....	251
§ 1. Фонд скважин различного назначения.....	251
§ 2. Скважины с разной очередностью бурения.....	254
§ 3. Учет изменений фонда скважин.....	256
РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА.....	260
Глава XII. Контроль добычи нефти, газа, попутной воды.....	260
§ 1. Динамика добычи нефти, газа, попутной воды из эксплуатационных объектов при вытеснении нефти водой.....	260
§ 2. Геолого-промысловый контроль за добычей нефти, газа, обводненностью продукции, закачкой воды.....	276
Глава XIII. Контроль пластового давления и температуры.....	283
§ 1. Пластовое и забойное давление при разработке залежей.....	283
§ 2. Карты изобар.....	288
§ 3. Перепады давления в пласте при добыче нефти и газа. Комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов.....	292
§ 4. Получение данных о пластовом и забойном давлении.....	300
§ 5. Контроль температуры пластов в скважинах.....	305

Глава XIV. Контроль охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения	312
§ 1. Коэффициент охвата вытеснением и его определение.....	312
§ 2. Исходные данные для построения карты охвата вытеснением однопластового объекта.....	321
§ 3. Исходные данные для построения карт охвата вытеснением многопластового объекта.....	323
Глава XV. Контроль внедрения нагнетаемой воды в продуктивные пласты	336
§ 1. Вытеснение нефти водой в разных геолого-физических условиях...	336
§ 2. Контроль заводнения продуктивных пластов.....	344
Глава XVI. Регулирование процесса разработки нефтяных и газовых залежей в разных геолого-физических условиях	358
§ 1. Основные цели регулирования разработки.....	358
§ 2. Принципы регулирования разработки.....	360
§ 3. Методы регулирования без существенного изменения принятой системы разработки.....	365
§ 4. Методы регулирования, связанные с совершенствованием или изменением систем разработки.....	382
РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ. НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕ-ГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ	386
Глава XVII. Охрана недр и окружающей природной среды при разведке и разработке месторождений углеводородов	386
§ 1. Общие положения об охране недр и окружающей среды.....	386
§ 2. Охрана недр при бурении скважин.....	388
§ 3. Охрана недр при разработке залежей углеводородов.....	392
§ 4. Охрана окружающей природной среды.....	397
Глава XVIII. Схема промыслово-геологического группирования нефтяных залежей (эксплуатационных объектов)	401
Список литературы.....	410

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтегазодобывающая промышленность страны в своем развитии прошла несколько существенно отличающихся друг от друга периодов. Особенно сложен последний, современный период, характеризующийся коренным изменением состояния всей социально-хозяйственной обстановки в отрасли и в стране в целом.

Современный этап развития отрасли совпадает с переходом от планово-административного управления промышленностью и экономикой страны к преимущественно рыночным отношениям.

Этому периоду свойственно резкое ухудшение сырьевой базы нефтяной промышленности. Оно связано со вступлением многих нефтяных залежей в сложную позднюю стадию разработки, когда основная часть запасов уже отобрана, с низкой продуктивностью и крайне неблагоприятными геолого-физическими параметрами вводимых в разработку новых залежей, с недостаточным приростом разведанных запасов нефти. Запасы большинства введенных и вводимых в разработку залежей нефти являются трудноизвлекаемыми. В целом удовлетворительное состояние газовой промышленности все более осложняется возрастающей ролью залежей с нефтяными оторочками и газоконденсатных залежей.

Проблемы, связанные с возросшими сложностями использования нефтяной сырьевой базы, решаются в условиях изменившейся коренным образом организационной структуры нефтяной отрасли и методов управления ею. Вместо прежнего централизованного управления нефтяной промышленностью осуществляется ее руководство несколькими крупными концернами, компаниями; лицензии на разведку и разработку залежей получают также многочисленные небольшие акционерные общества.

В меньшей степени общая реструктуризация коснулась газовой промышленности. В этой обстановке резко изменились условия работы по использованию нефтяных и газовых недр.

Возросла необходимость повышения уровня методов промыслово-геологического изучения залежей нефти и газа с использованием современной компьютерной техники.

Ведется поиск все более совершенных технологий разработки и доработки месторождений, способов контроля и управления внутрискластовыми процессами для более полного использования недр.

Огромное значение приобрела проблема решения технологических задач в жестких рамках современной рыночной экономики.

Подготавливаемые высшей школой специалисты должны уверенно решать этот круг вопросов в современных усложнившихся условиях.

Указанные тенденции и вытекающие из них задачи учтены в программе курса "Нефтепромысловая геология" для студентов, обучающихся по специальности 0805 "Геология нефти и газа". Настоящий учебник подготовлен в соответствии с этой программой.

ВВЕДЕНИЕ

Газовая и нефтяная отрасли занимают важное место в экономике страны, способствуя решению социальных проблем общества и развитию других отраслей. В состоянии этих отраслей ведущее место принадлежит разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Их промышленное освоение должно обеспечивать требуемые уровни добычи нефти и газа, возможно более полное использование недр как по месторождениям, разрабатываемым длительное время, так и по вновь вводимым.

Перед работниками нефтяной и газовой промышленности стоят большие задачи обеспечения необходимых темпов разработки, повышения нефтегазоотдачи, оптимального сочетания усилий, направленных на освоение новых месторождений и на максимальное использование недр длительно разрабатываемых месторождений. 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 на нефтяных и газовых предприятиях, в научно-исследовательских и проектных институтах и фирмах, осуществляющих разведку, проектирование и разработку нефтяных и газовых месторождений. Ее кадровый состав формируется и пополняется главным образом за счет инженеров-геологов, выпускаемых нефтегазовыми вузами.

Промыслово-геологические подразделения постоянно контролируют состояние сырьевой базы, анализируют данные по этому вопросу и разрабатывают предложения по укреплению сырьевой базы, своевременно проводят доразведку месторождений в целях уточнения количества и качества запасов нефти и газа и содержащихся в них компонентов.

Промыслово-геологические подразделения участвуют в составлении проектов опытной, опытно-промышленной эксплуатации, технологических схем и проектов разработки место-

рождений 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. Они изучают горнотехнические, гидрогеологические и другие условия разработки месторождений и подземных хранилищ нефти и газа, осуществляют контроль выполнения требований по охране недр, возможно более полному извлечению из недр нефти, газа и попутных компонентов.

Промыслово-геологические подразделения разрабатывают предложения по совершенствованию комплекса методов геологического изучения разрабатываемых месторождений, контролируют работу и сохранность скважин, устанавливают порядок ликвидации скважин, не подлежащих использованию. Они ведут учет состояния и движения запасов нефти и газа, подготавливают списание в установленном порядке с баланса запасов нефти и газа, не подтвердившихся при доразведке и разработке месторождений. В их функции входит пополнение и обеспечение сохранности геолого-промысловой документации, керна, проб полезных ископаемых и других материалов, которые могут быть использованы для дальнейшего изучения 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 научно-технической эрудицией, достаточными знаниями в области геологии, подземной механики жидкостей и газа, бурения скважин, технологий и техники разработки месторождений, геофизических и гидродинамических методов исследования скважин и пластов, подсчета запасов нефти и газа, экономики, математических методов анализа геологических данных и др. Все эти знания, в определенной мере, интегрируются в промысловой геологии для получения целостного представления о залежах в процессе их подготовки к разработке и при промышленном освоении.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ
ГЕОЛОГИЯ КАК НАУКА
И ЕЕ ЗАДАЧИ

Глава I
ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ
ГЕОЛОГИИ

§ 1. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Нефтегазопромисловая геология — прикладная наука: это отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти, газа и газоконденсата в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр. Из этого определения видно, что нефтегазопромисловая геология подходит к изучению месторождений и залежей углеводородов (УВ) с двух точек зрения.

Во-первых, залежи УВ изучаются в статическом состоянии как природные геологические объекты. Целями такого изучения являются технико-экономические обоснование ценности залежи, получение необходимой геолого-промысловой информации для проектирования разработки и геологического обоснования системы и показателей будущей разработки.

Во-вторых, залежи УВ изучаются в динамическом состоянии, так как в них при эксплуатации происходят процессы движения нефти, газа и воды к забоям добывающих и от забоев нагнетательных скважин. Особенности динамики этих процессов обуславливаются естественными геологическими свойствами залежи (т.е. свойствами в статическом состоянии) и характеристиками запроектованной системы разработки. Другими словами, залежь нефти и газа, введенная в разработку, представляет собой неразрывное целое, состоящее уже из двух компонентов: геологической (сама залежь) и

технической (система разработки). Это целое называют геолого-техническим комплексом (ГТК). Изучение залежей нефти, газа и газоконденсата требует проведения комплекса специальных наблюдений и научных исследований в процессе подготовки залежей к разработке и при реализации утвержденных схем или проектов разработки. Определение направлений различных работ и исследований, выбор методов анализа и обобщений информации, соответствующих целям и задачам работ, имеют огромное значение для получения наиболее достоверных представлений о залежах и протекающих в них процессах, а следовательно, и для повышения эффективности разработки. 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.

Залежь рассматривают в динамике 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 специальных исследований, проведения опытных работ и обобщения опыта разработки.

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

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

Первый период — дореволюционный — от зарождения нефтяной промышленности (официальная дата возникновения нефтяной промышленности в России — 1871 г.) до 1918 г.

В этот период добыча нефти в России почти полностью была сосредоточена на Апшеронском полуострове и в Майкопском районе. Первоначально нефть добывали бадьями из вырытых вручную колодцев. Первые скважины глубиной 40—70 м, давшие фонтаны нефти, были пробурены на Кубани (1864 г., Кудак) и на Апшеронском полуострове (1869 г., Балаханы).

Как правило, вскрытая нефтенасыщенная толщина пластов 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 тот период господствовала гипотеза американского геолога Бриггса, выдвинутая им в 1868 г., согласно которой 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 очень небольшое расстояние.

Но в работах крупных ученых и инженеров на этом этапе 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 годов прошлого века он на основе анализа статистических данных об изменении дебитов скважин во времени подсчитал запасы четырех площадей Бакинского района. Очевидно, эта работа послужила основанием для построения этим автором кривых падения дебитов и 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 в Грозненском районе.

В 1910—1912 гг. выходят из печати работы по Майкопскому нефтяному району И.М. Губкина, который по праву считается основоположником нефтяной геологической науки в нашей стране. Тогда И.М. Губкин впервые объяснил механизм образования рукавообразных залежей и ввел понятие о стратиграфических залежах нефти. Ему же принадлежит приоритет в создании в этот период метода построения структурных карт, в том числе наклонных. В 1910—1917 гг. С.И. Чарноцкий усовершенствовал метод кривых. Он пред-

ложил 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. геолог Д.В. Голубятников производил измерения температуры пластов более чем в 300 нефтяных скважинах Азербайджана и Дагестана. Он впервые установил возможность использования геотермии для решения некоторых нефтепромысловых задач.

Второй период – с 1918 по 1931 г. Нефтяная промышленность страны быстро развивается. 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, так и в других районах; значительно возросла глубина добывающих скважин. Это обеспечило увеличение добычи нефти в стране.

Начинается создание научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений.

Важнейшим событием этого периода было прошедшее в Москве в 1925 г. Всесоюзное совещание по вопросам охраны и рационального использования нефтяных залежей. На этом совещании 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 известных к тому времени систем разработки нефтяных месторождений

В 1928 г. вышла работа М.Ф. Мирчинка "Производственные перспективы свиты V пласта Биби-Эйбата (о методах оценки нефтяных залежей)". В ней автор рекомендовал выявлять и изучать естественные, геологические факты, влияющие на производительность скважин, и отграничивать их от искусственных, зависящих от деятельности человека.

К 1927–1930 гг. относится ряд работ В.В. Билибина. Он использовал для подсчета запасов нефти и анализа разработки нефтяных залежей 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.

В апреле–мае 1930 г. комиссия под руководством И.М. Губкина, рассматривая вопросы разработки Новогрозненского месторождения, сделала ряд выводов об активной роли высоконапорных пластовых вод, о существовании активной гидравлической связи между областью разработки пласта и областью его питания несмотря на то, что они расположены на больших расстояниях друг от друга, и др.

С 1924 г. в стране начинаются систематические работы по подсчету запасов нефти в основных нефтяных районах страны. В 1925 г. была организована специальная комиссия Геологического комитета для руководства работой по созданию эффективной классификации запасов нефти.

В 1927 г. М.В. Абрамович впервые предложил выделять в классификации запасов категории запасов по степени их разведанности.

В 1928 г. классификация запасов, в основу которой положена степень их разведанности, была утверждена Геологическим комитетом в качестве временной.

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

В этот же период 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 напор краевых вод и что газ в пластовых условиях растворен в нефти и никакой активной роли, вопреки гипотезе Бриггса, не играет.

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

Третий период — с 1931 по 1940 г. Растущие потребности практики стимулировали развитие начавшихся в предшествующем периоде исследований по вопросам разработки нефтяных месторождений, совершенствования методов получения геологической информации, а также ее анализа и обобщения.

В 1937 г. М.А. Жданов и С.В. Шумилин впервые подсчитали запасы газа по б. СССР в целом. Кроме объемного мето-

да был широко использован метод подсчета запасов газа по падению давления.

С 1929 г. в стране для составления непрерывных разрезов скважин стали применять геофизический метод кажущегося удельного электрического сопротивления пород. В 1931 г. советскими геофизиками и сотрудниками фирмы "Шлюмберже" был разработан второй метод электрометрии скважин — метод потенциалов собственной поляризации пород. С этого времени скважинная геофизика начинает быстро развиваться, повышается ее роль в изучении геологических разрезов скважин.

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

В 1936—1939 гг. В.Н. Щелкачевым создана новая теория взаимодействия скважин, изучены особенности различных систем их расстановки.

В начале 30-х годов В.П. Яковлев провел большую работу и внес ряд ценных предложений по методике исследования скважин и пластов. Он, в частности, указал на необходимость учета сжимаемости жидкости в пластовых условиях.

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

В эти же годы начали проводить свои исследования специалисты по гидродинамике А.М. Пирвердян, Г.Б. Пыхачев, Б.Б. Лапук и др.

Интенсивное развитие гидродинамической теории, повышение технической вооруженности нефтедобывающей промышленности и совершенствование методов исследований скважин и 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 ге-

офизических и гидродинамических исследований скважин; планирования нефтедобычи. Все это определило формирование нефтепромыслового геолога нового профиля, существенно отличающегося от профиля геолога-нефтяника поисковой специализации.

В 1933 г. вышел написанный коллективом авторов под редакцией М.В. Никитина первый учебник "Нефтепромысловая геология" для высшего учебного заведения. В нем были систематизированы основные направления и задачи нефтепромысловой геологии.

В августе 1933 г. в Баку проходил I Всесоюзный съезд ВНИТО нефтяников. В выступлениях на съезде крупнейших геологов страны уже назывались 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 следует 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 и газа при составлении пластов развития отрасли и действовала до 1942 г.

В 1935 г. была создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых. Позже эта комиссия стала называться Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ СССР).

Важнейшим событием третьего периода, явившимся переломным в развитии нефтегазопромысловой геологии, было Всесоюзное совещание нефтяников 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 разбуривании и эксплуатации месторождений и ответственность ее за эти процессы.

В круг обязанностей промыслового геолога-производственника были включены: установление правильного режима эксплуатации скважин и контроль за его выполнением; установление и анализ режима эксплуатации нефтяных горизон-

тов; организация наблюдений за взаимовлиянием скважин, за разработкой горизонтов значительной толщины, подразделяемых на эксплуатационные объекты; контроль за изменением пластового давления; учет добычи нефти, газа и воды по каждой скважине; контроль за проведением замеров буферного, затрубного, трапного давления и решение ряда других вопросов по наблюдению за эксплуатацией скважин и пластов.

В третьем и четвертом периодах интенсивные научные исследования в области оценки нефтегазонасыщенности недр, детального изучения сложной тектоники нефтяных месторождений на юге страны, изучения условий обводнения залежей при разработке, оценке запасов проводил 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 здесь была организована первая в стране кафедра нефтепромысловой геологии, заведующим которой он оставался вплоть до 1974 г.

Таким образом, третий период характеризовался важнейшими событиями — введением в программы вузов курса нефтегазопромысловой геологии, созданием первого учебника по этому курсу, официальным организационным оформлением геологической службы на нефтяных промыслах и определением ее главных задач.

Четвертый период — с 1941 по 1950 г. Он включает годы Великой Отечественной войны. Особенность развития нефтяной промышленности в этот период заключалась в том, что широко разворачивались работы по развитию теории разработки нефтяных залежей и подземной гидравлики.

В начале периода Л.С. Лейбензон и Б.Б. Лапук организовали группу специалистов-геологов, гидродинамиков, экономистов для создания научно обоснованной методики проектирования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Эта проблема приобрела особую остроту в связи с тем, что были открыты и вводились в разработку месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, геологические условия которых отличались от кавказских месторождений.

Позже группа была реорганизована в Проектно-исследовательское бюро при Московском нефтяном институте под руководством А.П. Крылова. Это бюро за годы войны провело важные работы по проектированию разработки многих нефтяных и газовых месторождений и по созданию теорети-

ческих основ проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений. В итоге в 1948 г. вышли в свет две монографии: "Научные основы разработки нефтяных месторождений" (авторы А.П. Крылов, М.М. Глогровский, 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 подхода к проектированию разработки, согласно которому при выборе рациональной системы разработки необходимо: 1) учитывать геологические особенности месторождения; 2) на основе гидродинамических расчетов выбирать рациональные варианты расстановки добывающих и нагнетательных скважин применительно к выявленным геологическим особенностям, рассчитывать дебиты, пластовые и забойные давления; 3) определять технико-экономические показатели различных вариантов размещения скважин и на этой основе выбирать оптимальный вариант.

Установление важной роли геологических данных в проектировании разработки месторождений нефти и газа сказалось на дальнейшем развитии промыслово-геологических исследований.

В 1942 г. была утверждена новая классификация запасов нефти и газа, в основу которой была положена степень изученности (разведанности) залежей. Впервые 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 нашей стране, так и за рубежом (преимущественно в США) за последние годы.

Идеи, теоретические разработки и методы, описанные в названных выше трех монографиях, явились исходными для создания в последующие периоды современной методологии проектирования разработки и ее осуществления на конкретных нефтяных и газовых месторождениях страны.

Рассмотренные четыре периода развития нефтегазопромысловой геологии составляют этап, характерная особенность которого — эксплуатация залежей на естественном (природном) режиме, когда процессы разработки определя-

ются прежде всего расходом энергетических ресурсов самих продуктивных пластов. В конце этапа были подготовлены условия для принципиального изменения технологии добычи нефти — применения искусственного заводнения залежей. 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-Пашаева, А.Н. Мустафинова, С.Т. Овнатанова, А.А. Трофимука и др.

Пятый период — с 1950 по 1990 г. Важной особенностью этого продолжительного периода является быстрое развитие нефтегазодобывающей промышленности, связанное с открытием большого числа нефтяных и газовых месторождений в новых районах страны, вовлечение их в разработку и накопление новых данных, органически вошедших в научный фонд нефтегазопромысловой геологии. В этот период активно развивается нефтегазодобывающая промышленность в районах Волго-Урала, Западной Сибири, Северного Кавказа. Открываются новые месторождения в старых нефтяных районах — в Азербайджане, Казахстане, на Украине.

Характерное для этого периода широкое внедрение новой технологии разработки нефтяных месторождений, основанной на применении заводнения, поставило перед промысловой геологией новые задачи, которые во многом изменили саму суть этой дисциплины. Главным стало изучение влияния геолого-промысловых факторов на разработку 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. Щелкачева, 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.В. 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 Ф.А. Бегишев, В.В. Денисевич, Н.С. Ерофеев, М.М. Иванова, М.И. Максимов, В.С. Мелик-Пашаев, М.Ф. Мирчинк, А.Н. Мустафинов, Г.П. Ованесов, С.Т. Овнатанов, Б.А. Тхос-

тов, А.А. Трофимчук, Э.М. Халимов, А.И. Цатуров, М.З. Черномордиков, И.П. Чоловский и др.

Благодаря совместным усилиям производителей и ученых, нефтяная промышленность в короткие сроки получила комплекс методов и средств контроля за процессами, происходящими в продуктивных пластах при заводнении. В этот комплекс вошли методы геолого-промыслового анализа и обобщения информации, получаемой средствами собственно промысловой геологии, активно развивающихся скважинной геофизики, гидродинамики, физико-химии и др.

Накопившийся опыт разработки послужил основой для проведения исследований по изучению влияния различных геологических факторов на характер протекающих в пластах процессов, на текущие и конечные показатели разработки, на выбор систем разработки с разными видами заводнения, плотностями и размещением скважин. Исследованием влияния геологических факторов занимались ведущие нефтегазопромысловые геологи страны К.Б. Аширов, М.М. Иванова, И.П. Чоловский, В.С. Мелик-Пашаев, М.И. Максимов, а позднее — В.И. Азаматов, В.В. Воинов, В.К. Гомзиков, О.К. Обухов, Е.И. Семин, В.В. Стасенков, В.И. Гавура и др.

В решении этих вопросов активное участие принимали такие геологи-производители, 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, В.М. Юдин, Х.Б. Юсуф-Заде и др. Крупный научный вклад в развитие промыслово-геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин внесли С.А. Султанов, Б.М. Орлинский, Н.М. Свихнушин и др.

Исследования, связанные с разработкой методики выделения эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных и газовых месторождений провели Н.Е. Быков, В.Г. Каналин и др.

С 1953 — 1955 гг. начинаются широкие исследования по применению вероятностно-статистических методов и ЭВМ для решения задач нефтегазопромысловой геологии. Эти методы становятся высокоэффективным инструментом собственно геологических исследований, описания геологических объектов, средством оптимизации и автоматизации различных работ, обобщения опыта разработки. Существенный вклад в эти исследования внесли В.И. Аронов, В.А. Бадьянов, А.Б. Багиров, Л.Ф. Дементьев, И.С. Гутман, Е.А. Хитров, Ю.В. Шурубор и др.

С конца 50-х годов начинается интенсивное развитие газовой промышленности страны. Были открыты новые месторождения газа на севере Тюменской области и в Оренбургской области, в Средней Азии, Ставропольском крае и других районах страны.

В 1956 г. газовая промышленность становится самостоятельной областью народного хозяйства.

Научные достижения в области промыслово-геологического изучения и проектирования разработки нефтяных месторождений способствовали ускоренному решению этих вопросов для газовых месторождений. 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 проведение промысловых геологических исследований на газовых месторождениях.

В развитие газопромысловой геологии, в совершенствование 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, И.С. Гутман, 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 геологическая дисциплина, возникшая как нефтепромысловая геология, с полным основанием называется нефтегазопромысловой геологией.

Пятый период характеризуется активизацией мер по подготовке специалистов нефтегазопромысловой геологии и других специальностей. Нефтегазовые вузы были созданы практически во всех республиках с развитой нефтяной и газовой промышленностью. Для студентов специализации "нефтегазопромысловая геология" были изданы учебники, полностью отвечающие требованиям времени — по подсчету запасов (И.С. Гутман — 1985 г.) и по нефтегазопромысловой геологии и геологическим основам разработки месторождений (М.М. Иванова, Л.Ф. Деменьтьев, И.П. Чоловский — 1985 г.).

В 1963 г. была создана Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений страны во главе с С.А. Оруджеввым. В состав комиссии вошли ведущие специалисты в области технологии разработки, промысловой геологии, эко-

номики. Комиссии было поручено рассмотрение всех проектных документов на разработку нефтяных месторождений, анализов разработки, всех методологических документов в этой области.

Десятилетием позже подобная Комиссия была создана и по разработке газовых месторождений.

Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений проведена целая серия Всесоюзных совещаний по принципиальным проблемам освоения месторождений, которые формировали очередные задачи всех направлений деятельности, в том числе и промысловой геологии.

В работе комиссии, в ее Московских и выездных заседаниях участвовал широкий круг специалистов, благодаря чему она стала своеобразной школой для технологов, промысловых геологов и работников родственных направлений отрасли.

Шестой период – с 1991 г. по настоящее время. Этот период знаменателен важными изменениями в жизни страны и в состоянии ее сырьевой базы. Выделение России в самостоятельное государство обусловило необходимость сосредоточить внимание главным образом на нефтяных месторождениях Западной Сибири, Волго-Уральского региона, Северного Кавказа, Астраханской области, Восточной Сибири.

В первых трех регионах многие длительно разрабатываемые месторождения вступили в позднюю стадию разработки с быстрым ростом обводнения продукции и падением добычи нефти. Возросла важность работ по геолого-промысловому постадийному анализу разработки и обоснованию технологических мероприятий по доработке, по применению арсенала методов увеличения нефтеотдачи.

Фонд разрабатываемых в России залежей нефти пополняется за счет новых месторождений и залежей известных месторождений в основном с трудно извлекаемыми запасами.

В условиях рыночных отношений особую остроту приобретает вопрос возможно более полного использования недр этих месторождений при ограничивающем влиянии современных экономических требований.

Научным обоснованием и практическим решением этих задач занимается армия специалистов промыслово-геологических и технологических служб научных подразделений и производственных компаний и организаций. Большую роль играет Центральная Комиссия по разработке нефтяных месторождений (первый зам. председателя Н.Н. Лисовский, ученый секретарь П.Ф. Храмов).

По существу, выделенный шестой этап является перелом-

ным в истории развития нефтяной промышленности, так как возникла необходимость принципиально нового решения таких вопросов, как вскрытие пластов при бурении, поиск новых методов воздействия на нефтяные пласты, поиск методов доразработки высокообводненных залежей, методов управления разработкой и др. В этих условиях задачи всех областей наук, в том числе и промысловой геологии, резко усложнились.

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

С точки зрения промысловой геологии залежь нефти или газа следует рассматривать как часть пространства, в которой накладываются друг на друга результаты многообразных геологических, физических, гидродинамических и других процессов, действовавших в природе и происходящих во время разработки залежи. Поэтому залежь следует изучать во многих аспектах.

Особенность нефтегазопромысловой геологии заключается 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 смежных наук.

Так, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате сейсмических исследований. При вскрытии залежи скважинами эти данные уточняются методами структурной геологии. Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами литологии и физики пласта. Важным источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики, а также результаты гидродинамических исследований скважин.

Обобщая различную информацию об условиях залегания и свойствах нефтегазонасыщенных пород, промысловый геолог в значительной степени опирается на теоретические представления, законы тектоники, стратиграфии, петрографии, гидрогеологии, подземной гидравлики и ряда других наук. Анализируя и обобщая количественные и качественные

данные, современный промысловый геолог широко использует математические методы и ЭВМ.

Таким образом, науки, изучающие залежи нефти и газа в различных аспектах, составляют значительную часть теоретического и методического фундамента нефтегазопромысловой геологии.

Вместе с тем нефтегазопромысловая геология изучает залежь нефти или газа, подготавливаемую к разработке или находящуюся в разработке, решает задачи комплексом соответствующих методов.

Большое место в промысловой геологии принадлежит обоснованию рационального комплексирования методов — своих и смежных наук — для получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов и залежей в целом, о путях движения нефти, газа, воды внутри залежи при ее эксплуатации, о текущих и конечных коэффициентах нефтеизвлечения и т.п.

Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки, способствуя их обогащению и дальнейшему развитию. 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 теории, составляющих содержание смежных наук. При этом нефтегазопромысловая геология ставит перед смежными науками новые задачи, тем самым в еще большей степени способствуя их развитию.

Глава II

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

§ 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Цель нефтегазопромысловой геологии заключается в геологическом обосновании наиболее эффективной деятельности по добыче нефти и газа и повышению использования недр.

Основная цель разбивается на ряд компонент, к которым относятся промыслово-геологическое моделирование залежей, подсчет запасов нефти, газа, конденсата и ценных сопутных компонентов, геологическое обоснование систем разработки нефтяных и газовых месторождений, геологическое обоснование мероприятий по повышению нефте-, газо- или конденсатоотдачи, обеспечение комплекса наблюдений в процессе разведки и разработки охраны недр месторождений.

Другой вид компонент — сопутствующие цели, которые направлены на более эффективное достижение основной цели. К ним относятся геологическое обслуживание процесса бурения и эксплуатации скважин, а также внутренние цели нефтегазопромысловой геологии, такие, как совершенствование собственной методологии и методической базы.

Задачи нефтегазопромысловой геологии состоят в получении информации об объекте исследований, в поисках закономерностей, объединяющих наблюдаемые разрозненные факты о строении и функционировании залежи в единое целое, в выработке правил рационального проведения исследований, в создании методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований, в оценке эффективности этих методов в различных геологических условиях и т.д.

Среди этого множества могут быть выделены задачи трех типов: 1) конкретно-научные, 2) методические, 3) методологические.

Решение конкретно-научных задач направлено на изучение конкретного геолого-технического комплекса. Сюда входят следующие задачи:

1. Изучение состава и свойств горных пород, слагающих продуктивные отложения, состава и свойств нефти, газа и воды, геологических и термодинамических условий их залегания и закономерностей их изменчивости в пределах изучаемого объекта.

2. Выявление первичной структуры залежи — выделение слоев, пластов, горизонтов зон замещения коллекторов, изучение пликативных, дизъюнктивных и инъективных дислокаций, зон с разным характером нефтегазонасыщения и т.д.

3. Установление кондиций и других граничных значений естественных геологических тел (например, для разделения высоко-, средне- и низкопродуктивных пород). В совокупности с задачами второй группы это позволяет оценить запасы нефти и газа и их размещение в объеме залежи.

4. Построение классификации геолого-технических комплексов по множеству признаков. Следует подчеркнуть, что только генетические классификации залежей углеводородов недостаточны для нефтегазопромысловой геологии. При ее построении должны учитываться преобразования, вызываемые процессом разработки.

5. Изучение особенностей и характера вытеснения нефти и газа водой или другими агентами 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. Изучение влияния строения и свойств залежи на эффективность систем разработки (устойчивость отборов нефти и газа, темпов разработки, себестоимости продукции, проектная нефтеотдача и др.).

Методические задачи — совершенствование известных и создание новых методов решения конкретно-научных задач, в том числе:

1. 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 и сбора информации на всех стадиях подготовки, проектирования и функционирования ГТК.

2. Развитие методов обобщения информации и описания залежей и месторождений: словесное описание, отображение с помощью различных графических средств (построение схем, профилей, карт, графиков, блок-диаграмм и т.п.), формализованное описание (с помощью средств математики), т.е. развитие методики построения различных моделей, отображающих отдельные стороны ГТК.

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

В методологические задачи нефтегазопромысловой геологии входят следующие:

1. Оценка эффективности различных методов решения конкретно-научных задач нефтегазопромысловой геологии; анализ возможности и целесообразности применения новых

методов и подходов, например таких, как системно-структурный подход; анализ их связи с традиционными представлениями нефтегазопромысловой геологии.

2. Анализ содержания, сущности исследований промысловой геологии: выяснение, как и с какими науками она связана, как можно использовать опыт других наук. Анализ таких 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 ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Источниками первичной информации в нефтегазопромысловой геологии служат исследования разными методами, объединенные общей решаемой задачей.

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 затруднено тем, что пластовые условия (давление, температура и др.) отличаются от лабораторных и поэтому свойства образцов пород и флюидов, определенные в лабораторных условиях, существенно отличаются от тех же свойств в пластовых условиях. Отбор проб с сохранением пластовых условий весьма затруднителен. В настоящее время существуют герметичные пробоотборники только для пластовых нефтей и вод. Пересчет результатов лабораторного определения на пластовые условия может производиться с помощью графиков, построенных на основе данных специальных исследований.

Исследование скважин геофизическими методами (ГИС) осуществляется в целях изучения геологических разрезов

скважин, исследования технического состояния скважин, контроля за изменением нефтегазонасыщенности пластов в процессе разработки.

Для изучения геологических разрезов скважин используются электрические, магнитные, радиоактивные, термические, акустические, механические, геохимические и другие методы, основанные на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы. Результаты исследования скважин фиксируются в виде диаграмм либо точечной характеристики геофизических параметров: кажущегося электрического сопротивления, потенциалов собственной и вызванной поляризации пород, интенсивности гамма-излучения, плотности тепловых и надтепловых нейтронов, температуры и др. Теория геофизических методов и выявленные петрофизические зависимости позволяют проводить интерпретацию результатов исследований. В итоге решаются следующие задачи: определения литолого-петрографической характеристики пород; расчленения разреза и выявления геофизических реперов; выделения коллекторов и установления условий их залегания, толщины и коллекторских свойств; определения характера насыщения пород — нефтью, газом, водой; количественной оценки нефтегазонасыщенности и др.

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

Контроль за изменением характера насыщения пород в результате эксплуатации залежи по данным промысловой геофизики осуществляется на основе исследований различными методами радиоактивного каротажа в обсаженных скважинах и электрического — в необсаженных.

В последние годы получают все большее развитие детальные сейсмические исследования, приносящие важную информацию о строении залежей.

Гидродинамические методы исследования скважин применяются для определения физических свойств и продуктивности пластов-коллекторов на основе выявления характера связи дебитов скважин с давлением в пластах. Эти связи

описываются математическими уравнениями, в которые входят физические параметры пласта и некоторые характеристики скважин. Установив на основе гидродинамических исследований фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений в скважинах, можно решить эти уравнения относительно искомых параметров пласта и скважин. Кроме того, эта группа методов позволяет выявлять в пластах гидродинамические (литологические) экраны, устанавливая степень связи залежи нефти и газа с законтурной областью и с учетом этого определять природный режим залежи.

Применяют три основных метода гидродинамических исследований скважин и пластов: изучение восстановления пластового давления, метод установившихся отборов жидкости из скважин, определение взаимодействия скважин.

Наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин. В процессе разработки залежи получают данные об изменении дебитов и приемственности скважин и пластов, обводненности добывающих скважин, химического состава добываемых вод, пластового давления, состояния фонда скважин и другие, на основании которых осуществляются контроль и регулирование разработки.

Важно подчеркнуть, что для изучения каждого из свойств залежи можно применить несколько методов получения информации. Например, коллекторские свойства пласта в районе расположения скважины определяют по изучению керна, по данным геофизических методов и по данным гидродинамических исследований. При этом достигается разная масштабность определений этими методами — соответственно по образцу породы, по интервалам толщины пласта, по пласту в целом. Значение свойства, охарактеризованного несколькими методами, определяют, используя методику увязки разнородных данных.

Для контроля за свойствами залежи, изменяющимися в процессе ее эксплуатации, необходимые исследования должны проводиться периодически.

По каждой залежи, в зависимости от ее особенностей, должен обосновываться свой комплекс методов получения информации, в котором могут преобладать те или иные методы.

Надежность получаемой информации зависит от количества точек исследования. Представления о свойствах залежи, полученные по небольшому числу разведочных скважин и по большому числу эксплуатационных, обычно существенно различны. Очевидно, что более надежна информация по большему количеству точек.

§ 3. СРЕДСТВА ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

В эмпирические средства нефтегазопромысловой геологии входят 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-геофизических свойств пород и физико-химических свойств флюидов.

Наблюдения, проводимые по скважинам в процессе эксплуатации залежей, являются важным и обильным источником информации о структуре залежи, эффективности системы разработки, позволяющим обосновывать мероприятия по ее совершенствованию.

Материальное моделирование. Средства для получения косвенной информации — специально создаваемые в лабораторных условиях искусственные модели 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 моделей — натуральная модель в виде хорошо изученной залежи или ее участка с протекающими в ней процессами или явлениями.

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

Проведение производственного эксперимента в процессе

разработки залежи. При этом 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.

§ 4. МЕТОДЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА И ОБОБЩЕНИЯ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Обобщение информации может происходить как на эмпирическом, так и на теоретическом уровне. Как уже отмечалось, 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 экономика. Вместе с тем недостаточное развитие теоретических методов вызывает широкое использование эмпирических зависимостей. Основным методом обобщения эмпирического материала в нефтегазопромысловой геологии служит метод моделирования.

Реальное геологическое пространство, содержащее бесконечное множество точек, является непрерывным. На практике же геологическое пространство представляется конечным множеством точек, т.е. является дискретным, неполноопределенным.

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

Следовательно, полученная модель является всего лишь представлением исследователя о реальном геологическом про-

странстве, составленным по ограниченному числу точек наблюдения.

Процедура моделирования реального геологического пространства является основной частью промыслово-геологического моделирования залежей, отражающего все их особенности, влияющие на разработку.

Различают два вида промыслово-геологических моделей залежей. Это статические и динамические модели.

Статическая модель отражает все промыслово-геологические свойства залежи в ее природном виде, не затронутым процессом разработки:

- геометрию начальных внешних границ залежи;
- условия залегания пород коллекторов в пределах залежи;
- границы залежи с разным характером нефтегазоводонасыщенности коллекторов;
- границы частей залежи с разными емкостно-фильтрационными параметрами пород-коллекторов в пластовых условиях.

Эти направления моделирования, составляющие геометризацию залежей, дополняются данными о свойствах в пластовых условиях нефти, газа, воды, о термобарических условиях залежи, о природном режиме и его потенциальной эффективности при разработке (энергетическая характеристика залежи) и др.

Статическая модель постепенно уточняется и детализируется на базе дополнительных данных, получаемых при разведке и разработке залежи.

Динамическая модель характеризует промыслово-геологические особенности залежи в процессе ее разработки. Она составляется на базе статической модели, но отражает изменения, произошедшие в результате отбора определенной части запасов углеводородов, при этом фиксируются:

- текущие внешние границы залежи;
- соответственно границы "промытого" водой или другими агентами объема залежи (при системах разработки с искусственным воздействием на пласты);
- границы участков залежи, не включенных в процесс дренирования;
- фактическая динамика годовых показателей разработки за истекший период;
- состояние фонда скважин;
- текущие термобарические условия во всех частях залежи;
- изменения коллекторских свойств пород.

При статическом моделировании залежей в промысловой

геологии большое место занимает графическое (образно-знаковое) моделирование, называемое геометризацией залежи. В область графического моделирования входит моделирование формы и внутреннего строения залежи. Форма залежи наиболее полно отображается на картах в изогипсах, получивших название структурных, на которых находят положение внешнего и внутреннего контура нефтеносности, а также при их наличии — положение литологических и дизъюнктивных границ залежи.

Внутреннее строение залежи отражают путем составления детальных корреляционных схем, детальных геологических разрезов (профилей) различных карт в изолиниях или условных обозначениях.

При динамическом моделировании также широко используют графическое моделирование — построение карт поверхностей нефти и внедрившейся в залежь воды, графиков и карт разработки, карт изобар и др.

При статическом и динамическом моделировании широко применяют математические методы — используют линейную интерполяцию, математические функции различной сложности — полиномы различных степеней, случайные функции, сплайн-функции и др. Применяют методы теории вероятностей и математической статистики — теории распределений, корреляционно-регрессионного анализа и др.

Методика составления названных выше и других графических документов описана далее. Вопросы математического моделирования залежей нефти и газа с применением ЭВМ рассмотрены в специальном учебном пособии.

Глава III

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ПОНЯТИЕ СИСТЕМЫ

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений выявил одну из решающих ролей фактора неоднородности строения залежей в решении задач нефтегазо-промысловой геологии. Неоднородность любых объектов определяется структурной организацией материи, ее систем-

ностью. 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, определенным образом связанных, взаимодействующих друг с другом.

Любой объект, как и система, состоит из некоторого числа меньших объектов, которые, в свою очередь, состоят из еще более мелких объектов. Такая процедура может продолжаться глубоко внутрь изучаемого явления с учетом требований решаемой задачи.

Каждый из объектов, образующих систему, называют элементом данной системы. Главной особенностью системы как некоторой совокупности элементов является то, что каждый элемент обладает по крайней мере одним таким свойством, которое отсутствует у слагающих его элементов. Это эмерджентное, или специфически системное (интегральное) свойство. 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. Эмерджентные свойства — это проявление целостности системы, обусловленное тем, что все ее элементы объединены в неразрывное целое. Совокупность связей и отношений между элементами называется структурой системы. Наличие у всех систем эмерджентных свойств, имеющих весьма важное значение в решении многих задач науки и производства, послужило причиной 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 в зависимости от решаемой задачи может быть представлен несколькими видами систем. Покажем это на примере линзы терригенного коллектора, сложенной песчаниками и алевролитами (рис. 1).

Одно из важных представлений системы — множественное, когда система рассматривается как некоторое множество объектов. Линзу в целом можно рассматривать как множество минеральных зерен, связанных цементом. Последний

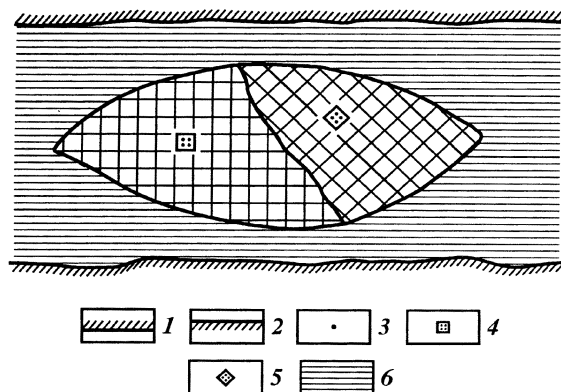


Рис. 1. Линза терригенного коллектора как система:
 1 – кровля пласта; 2 – подошва пласта; 3 – минеральное зерно; образцы:
 4 – песчаника, 5 – алевролита; 6 – порода-неколлектор

обуславливает существование совокупности зерен как единого целого. Эмерджентными свойствами такой системы будут, например, ее открытая пористость и проницаемость. Очевидно, что минеральные зерна такими свойствами не обладают.

Чтобы изучить эти эмерджентные свойства, линзу следует рассматривать как множество некоторых более крупных, чем минеральные зерна, объектов. В качестве таких объектов выступают образцы горных пород, и вся система-линза теперь рассматривается как множество образцов. Эмерджентным свойством такой системы будет литологическая характеристика пород. Чтобы изучить это эмерджентное свойство, нужно представить систему в виде множества объектов, сложенных породами разных литологических типов. В нашем примере линза представляет собой множество, состоящее из двух 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 как некоторой иерархической упорядоченности. Это представление называется иерархическим. Иерархическое представление позволяет выделить уровни строения системы.

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

В нашей 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 — на этом уровне вся система-линза может быть мысленно представлена как множество образцов; 3) уровень двух различающихся по литологической характеристике частей линзы (песчаники и алевролиты); 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.

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

Так, если рассматривать линзу как объект, из которого нужно извлечь нефть, то к свойствам I порядка можно отнести пористость и проницаемость пород. К свойствам II порядка может быть отнесено высокое содержание глинистого цемента в случае, когда глины обладают способностью разбухать в воде, закачиваемой в линзу для вытеснения нефти, что существенно понизит эффективность этого мероприятия. Геофизические характеристики, которые измеряются в скважинах и в дальнейшем используются для определения пористости, нефтенасыщенности, толщины пород и т.п., должны быть отнесены к свойствам III порядка, когда система начинает действовать, свойства элементов проявляются по-разному. Специфическое проявление элементов называют функцией элемента. В этом случае говорят о функционировании системы. Рассматривая систему как некоторое множест-

во функций для достижения определенной цели, мы получаем ее функциональное представление.

Систему можно представить также как совокупность некоторых состояний объекта, сменяющих друг друга во времени. Это будет процессуальным представлением системы. Так, рассматривая линзу как объект разработки, в качестве состояний можно рассматривать различные периоды разработки.

Нефтегазопромисловая геология имеет дело со статическими и динамическими системами, в качестве которых выступают залежи нефти и газа, подготавливаемые к разработке и разрабатываемые.

§ 3. СТРУКТУРНЫЕ УРОВНИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

При изучении структуры геологической системы (залежи) возможны два подхода. При первичном можно не учитывать результаты воздействия на нее процесса добычи нефти или газа. В этом случае элементы любого уровня представляют собой естественные геологические тела.

Однако, как только будет начата разработка, проявляются новые черты, новые отношения между элементами первичной геологической системы как на структурных уровнях, так и между отдельными частями элементов, первоначально рассматривавшихся неделимыми. Так, оказывается, что отдельные части слоев характеризуются различной способностью отдавать нефть и т.д. Выясняется, что пласт состоит из слоев, различающихся по продуктивности. Техническое воздействие обнаруживает существование граничных значений, разделяющих породы на отдающие и не отдающие нефть при данной системе разработки.

Из сказанного выявляется зависимость иерархического представления системы от конечных целей изучения: 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 разработки.

Для целей промыслово-геологических исследований, проводимых именно в условиях взаимодействия геологической и технической компонент, с учетом требований экономики могут быть выделены 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 (пласт, горизонт) литологически однотипной породы (песчаника, алевролита, аргиллита, известняка, доломита и т.п.);

5) уровень, на котором в качестве отдельного объекта выступает крупный пласт (горизонт) как резервуар для жидкостей и газа;

6) уровень, на котором в качестве отдельного объекта выступает крупная часть залежи (эксплуатационного объекта) с особыми условиями залегания нефти — чисто нефтяная, водонефтяная, газовая шапка, подгазовая зона, зоны с различным соотношением в плане пластов многопластового горизонта и т.п.;

7) уровень, на котором в качестве объекта рассматривается залежь (эксплуатационный объект) в целом.

Как отмечалось выше, каждый более высокий уровень системы обретает не присущие нижестоящим уровням новые свойства, называемые эмерджированными.

Вместе с тем ему присущи и свойства всех нижележащих уровней, но уже рассматриваемые в масштабах этого уровня.

Первому уровню элементарных пород присущи и на нем изучаются литологическая характеристика, размеры и форма зерен и микрообломков, их прочность, способность разбухать или растворяться в воде.

Второй уровень — образец пород — приобретает такие свойства, как пористость, проницаемость, структура емкостного пространства коллектора, характер смачиваемости.

На третьем уровне — на ограниченной части прослоя с постоянной пористостью и проницаемостью проявляются размеры такой части по толщине прослоев.

На четвертом уровне (прослой, литологически однотипный пласт) эмерджентность проявляется в таком важнейшем свойстве, как микронеоднородность коллекторов, т.е. изменчивость пористости и проницаемости.

Пятый уровень – крупный пласт, горизонт – приобретает новые важнейшие свойства: макронеоднородность, т.е. расчлененность по толщине и прерывистость по простиранию, а также толщина разделов между пластами-коллекторами.

На шестом уровне в крупных частях залежи проявляются и изучаются такие свойства как нефтегазоводонасыщенность, особенности залегания нефти и газа в пластовых условиях, запасы углеводородов и соотношения в них ценных компонентов. На шестом уровне залежь (эксплуатационный объект) рассматривается как неделимое целое и характеризуется всеми свойствами, изученными на шести иерархических уровнях и представленными в обобщенном виде. На этом уровне важнейшими эмерджентными свойствами являются характер границ залежи, природный режим залежи, средние значения всех параметров.

§ 4. РОЛЬ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ

При системном подходе залежь нефти и газа представляется в виде системы большой сложности по числу слагающих ее элементов и подсистем и числу уровней и ступеней, с которых эту систему можно и нужно рассматривать. При этом все системы взаимосвязаны, взаимодействуют и сложным образом влияют на конечные результаты ее функционирования.

Системный 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 традиционных подходов, в рамках которых многие свойства остаются необъясненными, особенно такие, которые возникают как следствие взаимодействия частей, т.е. эмерджентные.

Особенно важную роль играет системный подход при проектировании и анализе разработки, когда появляется не-

обходимость конструирования определенных систем, требуется предсказание на основании геологических факторов поведения залежи в процессе разработки. Системный подход позволяет комплексно учитывать геологические, технические и экономические характеристики систем, количественные критерии качества проектирования и функционирования систем. При традиционном подходе к изучению геологического строения залежи не всегда ясно, что нужно изучать — некоторые характеристики объекта остаются не изученными, в то же время могут изучаться свойства залежи, не существенные с позиций подсчета запасов и разработки. Системный подход предусматривает осознанное целенаправленное выделение элементов, установление характера их взаимодействия, четкое определение списка свойств и признаков, подлежащих изучению. Реализуя системный подход, можно сформулировать четкие требования к степени детализации строения, определять иерархические уровни с главными промыслово-геологическими особенностями залежей.

Приведенная системная организация не определяет порядка изучения залежи. Она не предусматривает необходимости последовательного изучения свойств от нижнего уровня к верхнему. На практике, напротив, некоторые иерархические свойства верхних уровней могут быть определены до окончания исследований на нижних уровнях.

Глава IV ИЗУЧЕНИЕ ФОРМЫ ЗАЛЕЖИ

§ 1. ЗАЛЕЖЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Залежь углеводородов — это скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов в едином геологическом пространстве, ограниченном поверхностями разного типа и обладающем емкостно-фильтрационными свойствами.

Залежь может быть приурочена к одному пласту-коллектору, двум-трем и более сообщающимся пластам-коллекторам геологического разреза или к большой толще пород-коллекторов месторождения. Количество залежей в разрезе месторождения может соответствовать количеству продуктивных пластов или быть меньше его.

Месторождение углеводородов — это одна или несколько залежей в геологическом разрезе, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой или с другим типом ловушки.

Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть многопластовым. Для промысловой геологии важное значение имеет расположение этих залежей относительно друг друга в плане и на площади. Они могут совпадать в плане, имея приблизительно равные размеры площадей. Залежь с большими размерами площади может сочетаться с наличием в других пластах (горизонтах) небольших залежей — единичных или нескольких. Ко всем пластам разного возраста могут быть приурочены небольшие залежи, не совпадающие в плане. Размер площади такого месторождения принимается по линии, оконтуривающей на поверхности расположение всех залежей.

При системно-структурном изучении многопластовое месторождение рассматривают в качестве высшего уровня иерархической системы, на котором эмерджентными свойствами являются количество залежей, их размеры, соотношение запасов нефти и газа, характер размещения в плане, различия в глубинах залегания и геолого-физических характеристиках. Этот уровень необходим для определения сравнительной ценности залежей, последовательности ввода их в разработку, выделения эксплуатационных объектов.

В изучении залежей большую роль играет моделирование внешней формы залежи. Форма определяется положением в пространстве различных геологических поверхностей, ограничивающих все породы (коллекторы и неколлекторы) продуктивного горизонта, включенные в общий объем залежи.

К числу таких поверхностей относятся:

кровля и подошва залежи — верхняя и нижняя структурные поверхности, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов;

дизъюнктивные поверхности, обуславливающие смещение одновозрастных пород относительно друг друга;

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

поверхности, разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т.е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК.

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

Определение положения поверхностей и их пересечений, обуславливающих общий объем залежи (выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений), входит в общий объем процедуры геометризации залежи.

Ниже описаны пути определения названных границ по данным пробуренных скважин.

Большую помощь в этом могут оказывать материалы детальных сейсмических исследований.

§ 2. ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ ЗАЛЕЖИ (КРОВЛИ, ПОДОШВЫ)

Подавляющее большинство залежей нефти и газа приурочено к тектоническим структурам — различного типа складкам, куполам и др. Поэтому форма тектонической структуры обычно 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 породы независимо от их литологической характеристики.

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 толщине породой-коллектором (рис. 2, а), или при многопластовом продуктивном горизонте, когда верхний проницаемый пласт (прослой) залегает повсеместно. Примером может служить нефтегазовая залежь IV мезотического горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения, в которой верхней границей залежи повсеместно служит поверхность мощного песчаного пласта.

Если в прикровельной части горизонта имеются участки замещения коллекторов непроницаемыми породами, то на этих участках верхние границы залежи и поверхности коллекторов не совпадают (рис. 2, б, в). В качестве примера можно привести Ромашкинское месторождение, где кровлей многопластового продуктивного горизонта D_1 (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 этого пласта. На участках замещения коллекторов пласта "а" непроницаемыми породами верхняя граница поверхности коллекторов проходит по кровле лежащего ниже пласта-коллектора.

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. Все, что было сказано выше от-

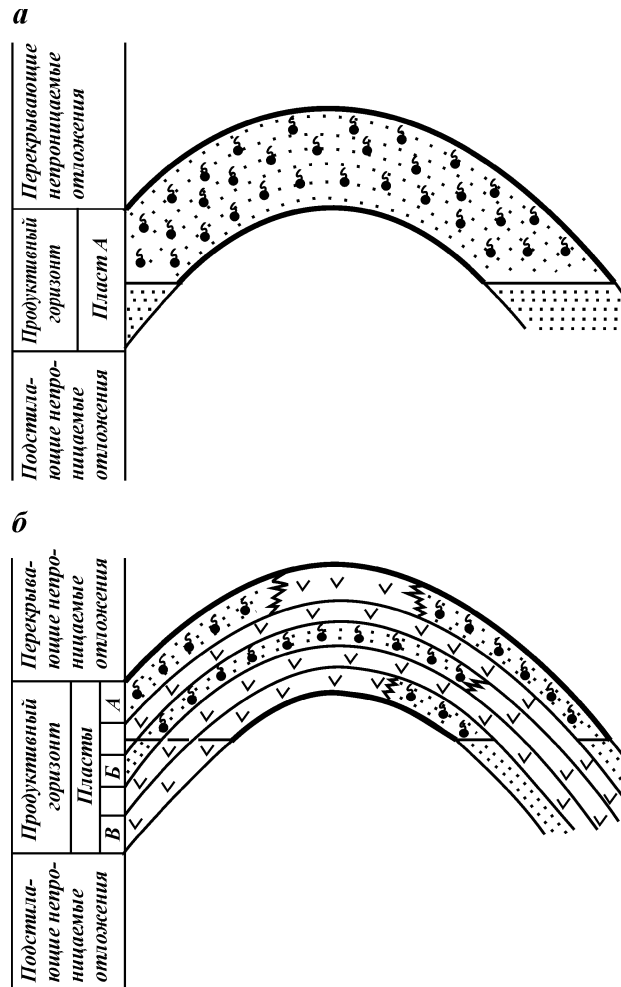


Рис. 2. Примеры проведения верхней и нижней границ залежи и коллекторов в однопластовом продуктивном горизонте (†), залежи в многопластовом продуктивном горизонте (·), коллекторов в многопластовом продуктивном горизонте (,).

Породы-коллекторы: 1 – нефте(газо)насыщенные; 2 – водонасыщенные; 3 – породы-неколлекторы; 4 – верхняя и нижняя границы залежи (а и б) и коллекторов (а и в)

носителю проведения верхних границ залежи и коллекторов, полностью относится и к нижним границам.

Формы верхней и нижней границ залежей изучаются с

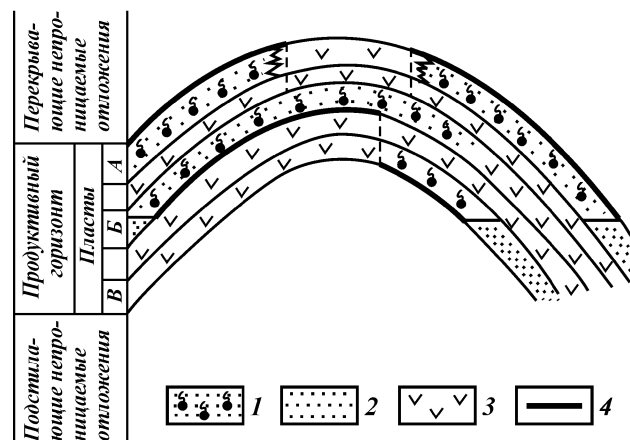


Рис. 2. Продолжение

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

Для построения структурной карты кровли или подошвы продуктивного горизонта необходимо нанести на план местоположение, точки пересечения поверхности стволами скважин и абсолютные отметки залегания поверхности в каждой точке. При определении положения на плане точки наблюдения учитывают ее смещение от устья скважины в результате искривления ствола.

Для определения абсолютной отметки кровли (подошвы) продуктивного горизонта необходимо знать: высоту A устья скважины; глубину L , на которой ствол скважины пересекает картируемую поверхность; удлинение ΔL ствола скважины за счет искривления.

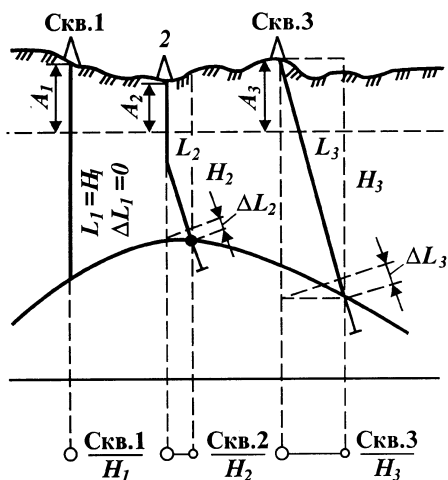
Абсолютная отметка H картируемой поверхности в точке наблюдения (рис. 3) определяется по формуле

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

Построение структурных карт представляет собой определение положения изогипс на плане (рис. 4). Применяют два способа построения карт:

способ треугольников, используемый при картировании

Рис. 3. Пример определения положения точки наблюдения на плане



поверхностей залежей, приуроченных к ненарушенным структурам;

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

При способе треугольников точки соседних скважин соединяют на плане линиями таким образом, что образуется

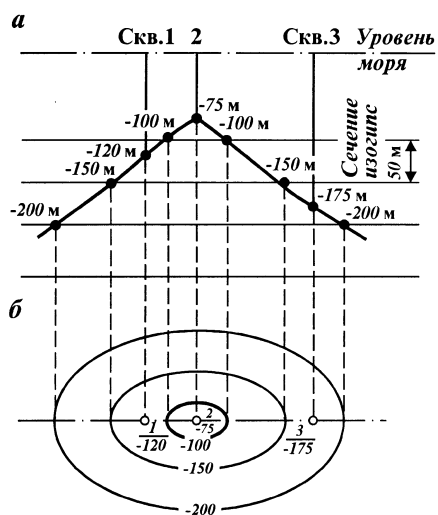


Рис. 4. Изображение глубинного рельефа с помощью изогипс:
 а — профильный разрез;
 б — структурная карта:
 изогипсы глубинного рельефа даны в метрах

система треугольников (рис. 5, а). Затем на каждой линии по правилу линейной интерполяции находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами.

Линейная интерполяция предполагает, что наклон линии, соединяющей две скважины, на всем ее протяжении постоянен. Расстояние любой изогипсы от одной из точек наблюдения на этой линии при линейной интерполяции можно найти по формуле

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

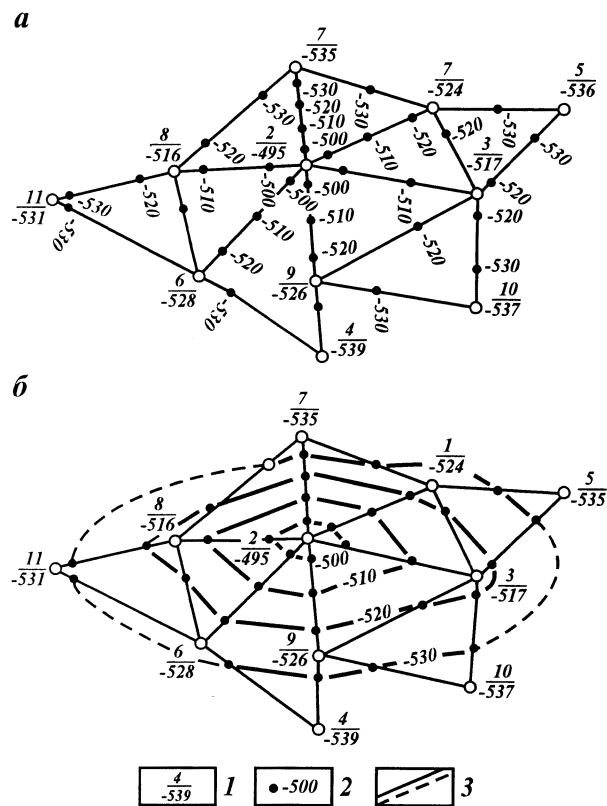


Рис. 5. Построение структурной карты методом треугольников:
 а — определение отметок изогипс между скважинами; б — проведение изогипс. 1 — скважины: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка картируемой поверхности, м; 2 — точки с отметками картируемой поверхности, м; 3 — изогипсы

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 уравнения (IV.2) — трудоемкий процесс. Удобнее пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий, проведенных на кальке на равных расстояниях друг от друга (рис. 6). 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. 5, б).

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

При построении карт поверхностей, ограничивающих залежи, способом линейной интерполяции необходимо учитывать следующее.

В распоряжении составителя структурной карты имеются точки наблюдения (скважины), расположенные без учета фактических особенностей формы картируемой поверхности и зачастую не совпадающие с местами перегиба поверхности или изменения ее наклона (рис. 7). Следовательно, строго придерживаясь линейной интерполяции, можно получить

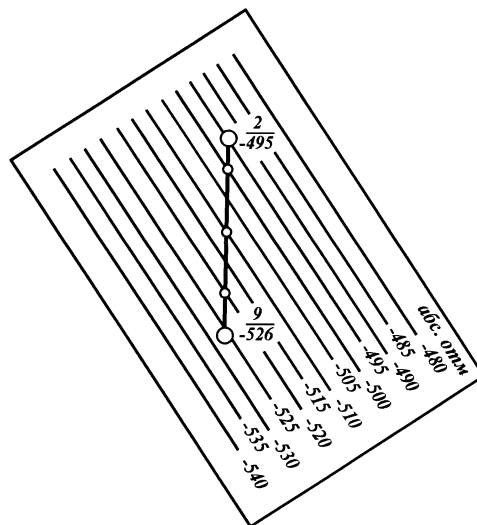


Рис. 6. Пример линейной интерполяции с помощью масштабной сетки

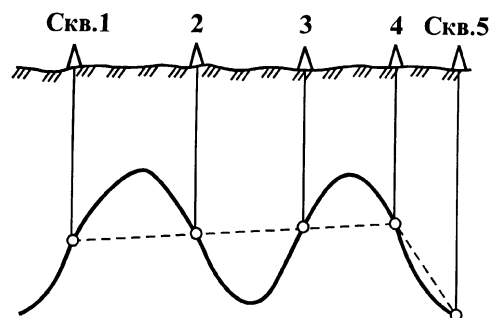


Рис. 7. Возможное положение точек наблюдения на картируемой поверхности

карту фиктивной поверхности, имеющей общие точки с картируемой поверхностью только в местах расположения скважин и далекой от ее фактической формы. Поэтому необходимо придерживаться следующих правил:

при построении структурных карт нужно учитывать всю прямую и косвенную геолого-геофизическую информацию о форме картируемой поверхности (сейсмические материалы, данные структурного бурения и др.);

до начала построений следует выявить региональные закономерности в залегании пород, такие, как направление осей структур, доминирующие углы падения на разных участках структур, положение сводов 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 очень острыми углами, так как это может привести к неоправданному искривлению изогипс;

проведение изогипс следует выполнять плавно, без резких изгибов линий;

построение карты следует начинать с участков, наиболее полно освещенных скважинами; конфигурацию изогипс на прилегающих слабо освещенных участках следует согласовывать с направленностью изолиний, проведенных на участках с большим числом точек наблюдения.

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. Показателем точности

карт является размер сечения между изолиниями. Поэтому обоснование его весьма ответственная задача. При этом необходимо учитывать плотность точек наблюдения, точность исходных данных, сложность картируемой поверхности.

Плотность точек наблюдения при выборе сечения учитывается следующим образом. Как видно на рис. 8, при наличии двух точек наблюдения A и B при линейной интерполяции фактическая кривая AB (соответствующая картируемой поверхности) заменяется фиктивной прямой AB , для характеристики которой достаточно двух изолиний с сечением между ними BC . Если взять сечение меньше, то промежуточные изолинии будут характеризовать поверхность иначе.

При увеличении количества точек наблюдения 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 (для отрезка MB сечение равно BF), а в нижней — реже: отрезку AD соответствует сечение EC . Поскольку при построении карты применяют единое значение сечения между изолиниями, рациональной величиной сечения будет значение, примерно равное средней разности между абсолютными отметками поверхности в скважинах. В рассматриваемом примере следует принять, что сечение

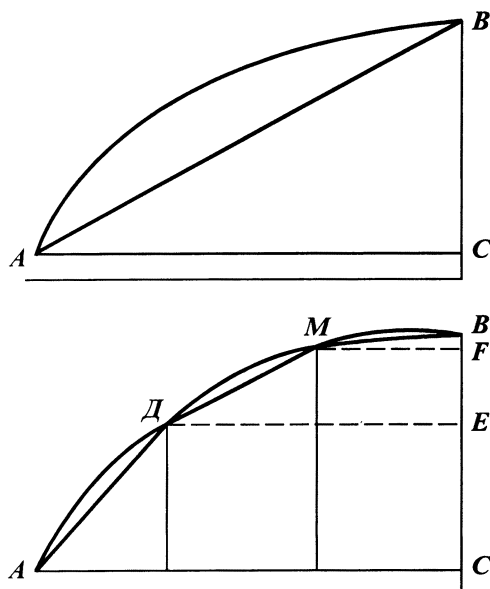


Рис. 8. Влияние количества точек наблюдения на точность отображения картируемой поверхности

$$h_{из} = (BF + FE + EC)/3. \quad (IV.3)$$

Таким образом, чем больше точек наблюдения, тем, при прочих равных условиях, меньше разность между абсолютными отметками поверхности в соседних точках (скважинах). Поэтому принятие меньшего значения сечения повысит точность карты.

Точность исходных данных учитывается при выборе величины сечения изолиний следующим образом. Абсолютная отметка картируемой поверхности в точке наблюдения (скважине) определяется с некоторой погрешностью $\pm m$. На рис. 9 $m = A - A_1 = A + A_2 = B - B_1 = B + B_2$. При этом замеренное значение абсолютной отметки может составить $A \pm m, B \pm m$.

Погрешности определения абсолютных отметок картируемых поверхностей в скважинах бывают связаны с погрешностями определений альтитуд устьев скважин, с удлинением скважин за счет искривления и неточностью его определения, с неточностями при копировании диаграмм каротажа 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: $\Delta = (A + m) - (B + m) = A - B$.

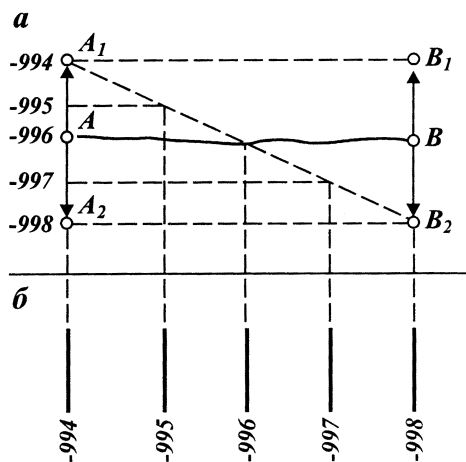


Рис. 9. Влияние погрешностей определения абсолютных отметок на точность отображения картируемой поверхности:
а — профильный разрез;
б — структурная карта

При погрешностях разного знака $m = A - A_1 = B + B_2$ разница между замеренными и фактическими значениями составит $\pm 2m$: $(A + m) - (B + m) = A + m - B + m = = A - B + 2m$. Таким образом, если фактическая разность 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. 9).

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 различаются значения 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:

$$\sigma = \pm \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (x - \bar{x})^2 \right] / (n-1)} \quad (\text{IV.4})$$

Чтобы карта уверенно отражала изменчивость параметра по площади, в диапазоне 2σ должно пройти несколько изолиний.

§ 3. ИЗУЧЕНИЕ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ

В зависимости от характера смещения слоев и положения плоскости нарушения выделяются взбросы и сбросы. В условиях наклонной плоскости нарушения при взбросе приподнятое крыло располагается над плоскостью нарушения. Скважина, пересекая взброс, вскрывает дважды одни и те же слои (рис. 10, I). При сбросе приподнятое крыло располагается под плоскостью нарушения, и в скважине, пересекающей сброс, выпадают все слои (рис. 10, II) или их часть.

На наличие разрывного нарушения с наклонным положением плоскости нарушения указывают наличие разрезов скважин с повторением или выпадением некоторых пластов, а также резкие перепады гипсометрических отметок кровли и подошвы пласта изучаемого горизонта на небольшом расстоянии.

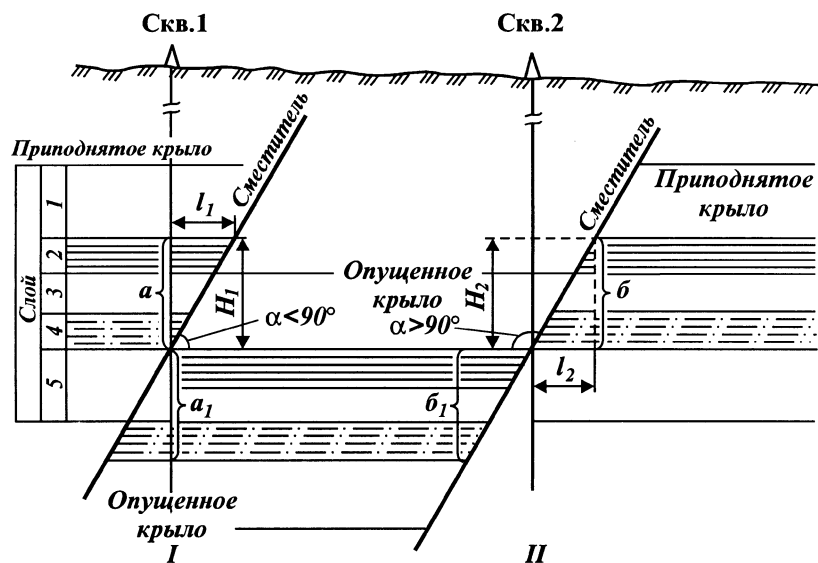


Рис. 10. Элементы дизъюнктивных нарушений:
 I – взброс; II – сброс; H_1, H_2 – высоты соответственно взброса и сброса;
 l_1, l_2 – ширина перекрытия смесителя соответственно при взбросе и сбросе;
 части разреза: a, a_1 – повторяющиеся в скв. 1, b, b_1 – выпадающие в скв. 2

Плоскость нарушения может иметь и вертикальное положение. При этом с обеих его сторон может сохраняться нормальное залегание пластов без их повторения или выпадения. В таком случае прямым указанием на наличие нарушения служит резкое различие гипсометрических отметок одноименных пластов вблизи предполагаемой плоскости нарушения.

Трещины (разломы), по которым произошло смещение слоев, могут быть закрытыми или открытыми. В зависимости от этого и от соотношения толщины продуктивного пласта и амплитуды смещения нарушения делятся на проводящие и экранирующие. Проводящие нарушения обычно не нарушают целостности залежи. Экранирующие нарушения служат естественными границами залежей или расчленяют залежи на изолированные участки.

Нарушения относят к проводящим или экранирующим на основании сопоставления абсолютных отметок контактов между нефтью, газом и водой в разных блоках. Если в пределах соседних блоков ВНК, ГНК или ГВК единого горизонта находятся на разных гипсометрических отметках или при

одинаковых отметках горизонт в одном блоке содержит нефть, а в другом — газ или воду, то разрывное нарушение является экранирующим. При единых гипсометрических отметках контактов в соседних блоках есть основания считать тектоническое нарушение проводящим.

Наличие или отсутствие связи между блоками можно выявить 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 скважин нарушение считают экранирующим.

Положение дизъюнктивных нарушений в плане, их форма, размеры и другие особенности выявляются с помощью структурных карт, построенных по способу профилей. Для этого составляется максимально возможное количество профилей по линиям, преимущественно перпендикулярным к направлению нарушений (рис. 11). 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. Одна из линий сетки (на рис. 11 — с абсолютной отметкой — 500 м) принимается за базисную. На нее проектируются точки пересечения картируемой поверхности с разрывными нарушениями, а также с линиями сечения, точки перегиба картируемой поверхности. Проекция точек отмечаются разными знаками, и около них надписывается абсолютная отметка залегания картируемой поверхности в каждой точке.

На плане наносят линии профилей и на них переносят с базисных линий проекции точек и абсолютные отметки кровли (подошвы) пласта (рис. 12).

Построение структурной карты начинают с определения положения на плане следов пересечения тектонических нарушений с картируемой поверхностью. Для этого плавной линией соединяют проекции точек пересечения кровли (подошвы) с поверхностью нарушения. Затем штрихпунктирной линией, соединяя проекции точек перегибов картируемой поверхности, проводят тектонические оси структуры. И наконец, проводят изогипсы картируемой поверхности, соединяя плавными линиями одноименные абсолютные отметки.

Амплитуду нарушения определяют по разнице абсолютных отметок изогипс, примыкающих к нему с противоположных сторон.

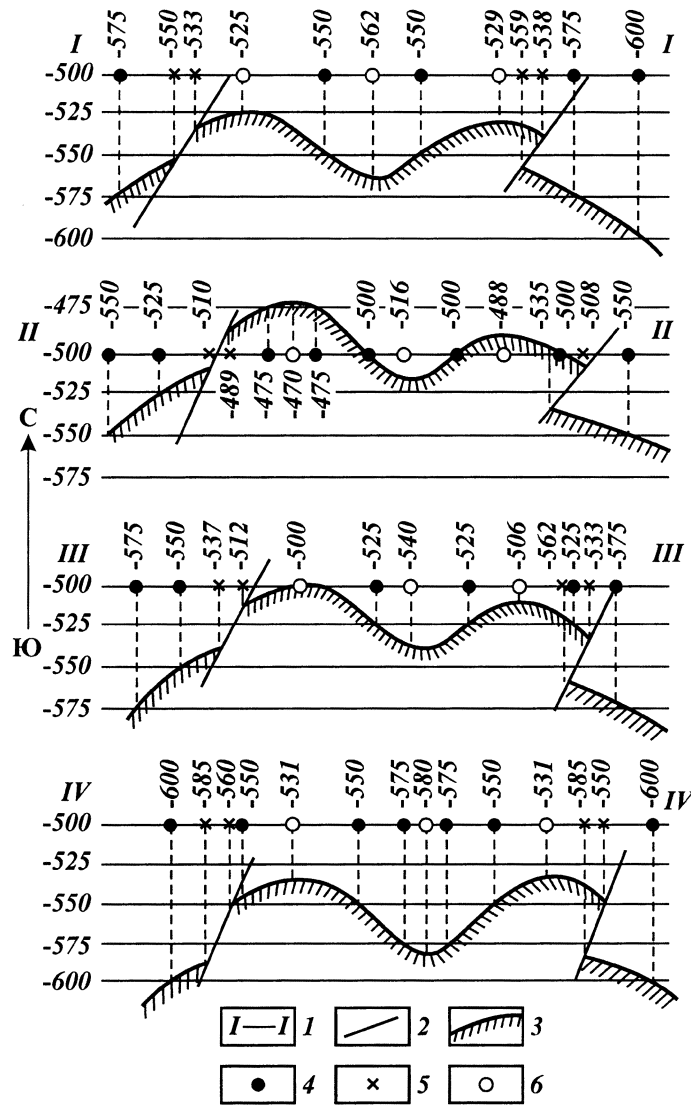


Рис. 11. Основа для построения структурной карты по способу профилей (по М.А. Жданову):

1 — профили; 2 — след пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля; 3 — кровля (подошва) продуктивного горизонта на профиле; проекции: 4 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с линиями сечения; 5 — точек пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 6 — точек перегиба кровли продуктивного горизонта

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 (на рис. 12 — левое нарушение и см. рис. 13, 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 изображается сплошной линией, а

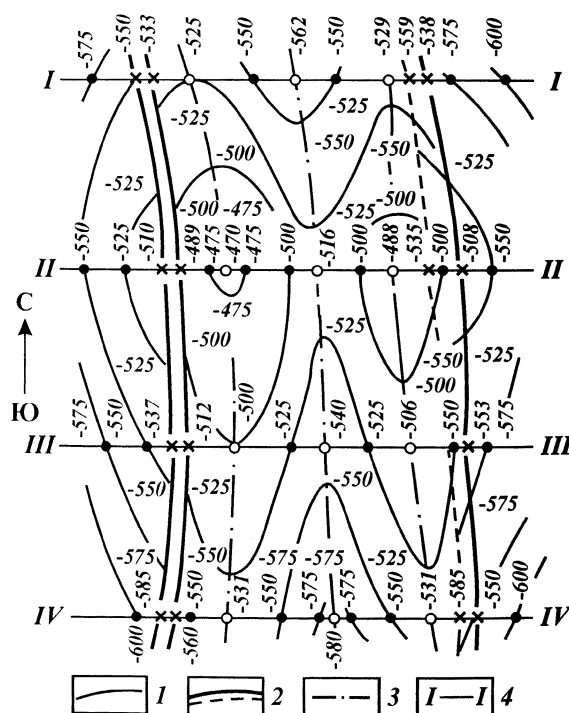


Рис. 12. Структурная карта, построенная по способу профилей (по М.А. Жданову):

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, м; 2 — проекции следов пересечения кровли продуктивного горизонта с поверхностью нарушения; 3 — тектонические оси; 4 — линии профилей

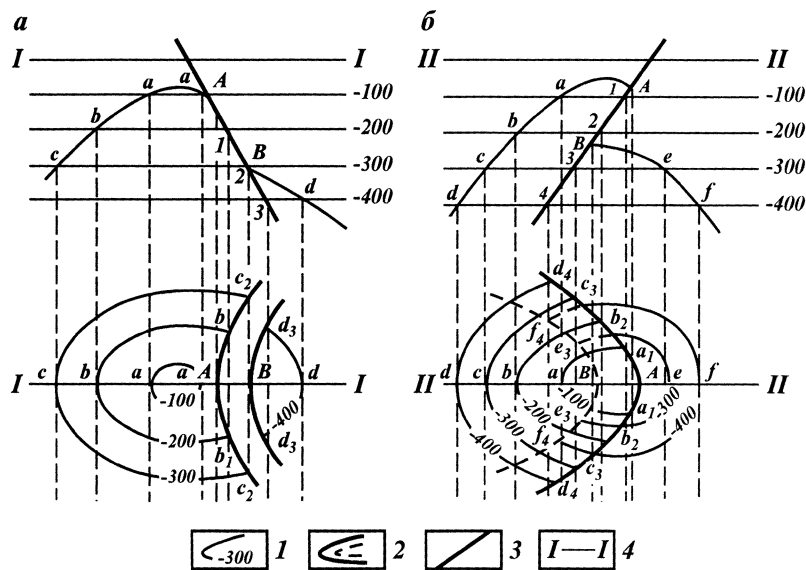


Рис. 13. Принципиальная схема изображения на карте поднятий, осложненных сбросом (а) и взбросом (б):

I — изогипсы пласта, *m*; 2 — горизонтальные проекции следов пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения; 3 — сброс и взброс; 4 — линии профилей; *a-f*, 1-4, *A*, *B* — проекции точек, необходимых для построения карты

“невидимая” линия контакта опущенного крыла — пунктиром. В зоне перекрытия одного блока другим изогипсы картируемой поверхности приподнятого блока проводятся сплошными линиями, а опущенного — пунктирными (рис. 12 — правое нарушение и см. рис. 13, б).

При вертикальной поверхности нарушения положение дизъюнктивной границы на структурной карте отображается одной сплошной линией, в которую упираются изогипсы картируемой поверхности в смежных блоках.

Экранирующее дизъюнктивное нарушение, при котором в приподнятой части тектонической структуры горизонт соединяет нефть или газ, а в опущенной — воду, является одной из границ залежи.

Экранирующее дизъюнктивное нарушение в пределах тектонической структуры при разных отметках контактов нефти или газа с водой в соседних блоках может являться границей самостоятельных залежей.

§ 4. ИЗУЧЕНИЕ ГРАНИЦ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ С ФАЦИАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТЬЮ ПЛАСТОВ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИМИ НЕСОГЛАСИЯМИ

Границы залежей можно проводить по линиям полного замещения коллекторов продуктивного горизонта на площади непроницаемыми породами или по линии выклинивания коллекторов.

Потерю горизонтом коллекторских свойств при сохранении его в разрезе называют замещением коллекторов, а соответствующую экранирующую границу — линией фациального замещения коллекторов или границей распространения коллекторов. Положение линии замещения коллекторов определяют по данным керна и промысловой геофизики о том, какими породами — проницаемыми или непроницаемыми — представлен пласт в каждой скважине.

При ограниченном числе скважин положение линии замещения может быть определено лишь приближенно. На плане расположения скважин одним знаком отмечают скважины, в которых пласт представлен проницаемыми породами, другим знаком — скважины с непроницаемыми породами. Линия замещения на площади между этими скважинами проводится условно либо строго на половине расстояния между ними, либо немного дальше от скважины, в которой отмечается большая толщина пласта, и несколько ближе к скважине с меньшей его толщиной.

Более точное положение линии замещения можно определить, если по достаточному количеству скважин можно установить градиент изменения толщины пласта-коллектора в направлении к 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 размывт.

Наличие выклинивания и размыва продуктивных отложений устанавливается по несогласному залеганию продуктивных и перекрывающих (подстилающих) отложений и выпадению из разрезов скважин продуктивного пласта.

Определение положения линий выклинивания или размыва возможно несколькими способами. Выбор способа зависит

от объема исходных данных. 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 применяют на стадии проектирования разработки по редкой сети разведочных скважин.

После разбуривания залежи эксплуатационными скважинами положение линии выклинивания можно уточнить по градиенту уменьшения толщины продуктивных отложений в направлении к линии выклинивания. Для этого используют карту общей толщины продуктивного горизонта в изолиниях, построенную по данным всех пробуренных скважин. Нулевая изопакита на этой карте соответствует линии выклинивания и считается границей залежи (или одного из ее пластов).

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 должно быть включено несколько скважин, расположенных в зоне распространения продуктивного пласта и в зоне его отсутствия. На профилях проводят линии, соответствующие положению кровли и подошвы продуктивного пласта. Смыкание кровли подстилающих и подошвы перекрывающих пласт отложений отмечает точку, в которой линия выклинивания или размыва пересекает профиль. Эти точки переносят на карту и, соединив их, получают в плане линию выклинивания или размыва.

§ 5. ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ В ЗАЛЕЖАХ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт газ, нефть и вода располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных 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. Это проявляется в том, что в продуктивных пластах содержится определенное количество остаточной воды (см. § 4 главы V), а также в сложном распределении по разрезу газа, нефти и воды в приконтактных зонах пласта. На границе воды с нефтью вода, а на границе нефти с газом нефть под действием капиллярного давления в части капилляров поднимается выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения.

Значение капиллярного подъема h определяется уравнением

$$h = 2\sigma_{в.н} \cos\theta_{в.н} / [r_i g (\rho_в - \rho_н)], \quad (IV.5)$$

где $\sigma_{в.н}$ — 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; $\rho_в$ и $\rho_н$ — плотность соответственно воды и нефти.

Исходя из (IV.5), можно отметить, что высота капиллярного подъема увеличивается:

при уменьшении радиуса капилляров;

при уменьшении разницы плотностей контактирующих фаз;

при уменьшении краевого угла смачивания;

при увеличении поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз.

В результате четкие границы между газо-, нефте- и водонасыщенными частями пласта часто не образуются, и имеются так называемые переходные зоны. В пределах переходной зоны содержание нефти (газа) возрастает снизу вверх от нуля до предельного насыщения.

Толщина переходных зон на контакте нефть — вода в разных залежах меняется от нескольких сантиметров до десятков метров. Так, в верхнемеловых залежах Северного Кавказа на Эльдаровском, Брагунском, Малгобек-Вознесенском и других месторождениях, где нефтеносность связана с трещиноватыми известняками и плотность нефти мала, толщина переходной зоны не превышает нескольких сантиметров, а в Западной Сибири в залежах нефти, приуроченных к полимиктовым коллекторам, она достигает 12—15 м.

Переходные зоны от нефти к газу обычно имеют небольшую толщину.

На рис. 14 показано распределение газа, нефти и воды в основном продуктивном пласте с предельной нефтегазонасыщенностью 80 %. Здесь по характеру насыщенности мож-

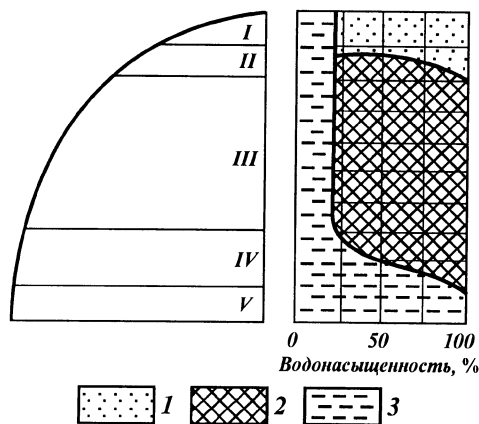


Рис. 14. Типичное размещение нефти, газа и воды в пласте (по М.И. Максимуму):

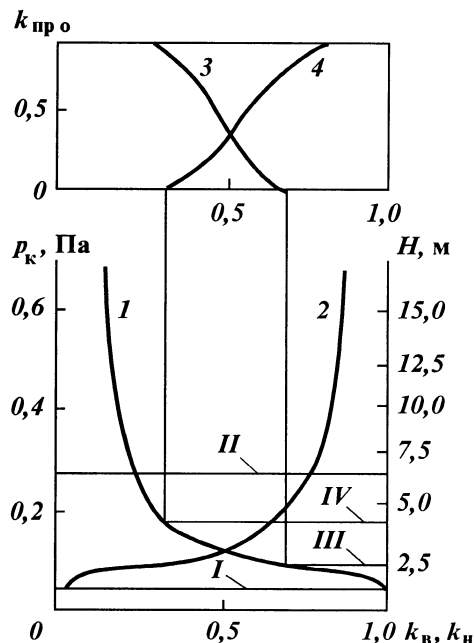
I — газовая шапка; *II* — зона перехода от нефти к газу; *III* — нефтяная часть; *IV* — зона перехода от нефти к воде; *V* — водоносная зона. 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

но выделить пять интервалов (снизу вверх): *V* — водоносная зона; *IV* — переходная зона от воды к нефти; *III* — нефтяная зона; *II* — переходная зона от нефти к газу; *I* — газоносная зона. Указанные особенности распределения газа, нефти и воды по разрезу создают сложности в определении границ залежей по нефтегазонасыщенности пород — водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК), газовойодяного контакта (ГВК).

На рис. 15 показано изменение по разрезу нефтеводонасыщенности и капиллярного давления в реальном терригенном коллекторе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по данным исследования керна одного из месторождений Татарии). Из рисунка видно, что при капиллярном давлении, равном нулю, пористая среда полностью водонасыщена, т.е. коэффициент водонасыщенности $k_v = 1$. Несколько выше нулевого уровня капиллярного давления четко выделяется уровень *I*, на котором в пористой среде появляется нефть (кривая 2). Выше уровня коэффициент нефтенасыщенности k_n возрастает вначале весьма интенсивно, затем все медленнее, пока не достигает значений, близких к предельному (0,86). Соответственно k_v выше уровня *I* уменьшается вначале быстро (кривая 1), затем медленнее, до значений, близких к минимальным (0,14). По значениям k_n , близким к максимальным, а k_v — близким к минимальным, с некоторой долей условности проводится уровень *II*. Уровень *I* соответствует подошве переходной зоны, а уровень *II* — ее кровле.

Рис. 15. 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; H – расстояние до поверхности со 100%-ным водонасыщением



Кривые 3, 4 на рис. 15 характеризуют зависимость фазовой проницаемости в переходной зоне 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_n нефть способна двигаться по пористой среде. Этому значению k_n 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_v фазовая проницаемость для воды становится равной нулю. Этому значению k_v соответствует уровень IV, выше которого может перемещаться только нефть.

В настоящее время нет единого подхода к выбору поверхности, принимаемой за ВНК. В одних случаях за ВНК принимают уровень IV. Так проводят ВНК при изучении формы залежей нефти в кварцевых коллекторах Урало-Поволжья,

где толщина переходной зоны 5–8 м. Расстояние между *IV* уровнем и подошвой переходной зоны здесь равно 1–1,4 м. Поэтому количество подвижной нефти ниже уровня *IV* невелико и его не учитывают в запасах.

В других случаях за ВНК принимают уровень *III*. Так проводят ВНК по залежам в полимиктовых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, где толщина переходной зоны достигает 10–15 м и более. Здесь толщина слоя между *III* и *IV* уровнем иногда 6–10 м и количество подвижной нефти в нем столь значительно, что пренебрегать им нельзя.

В некоторых случаях, когда толщина 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 принимается одна из рассмотренных граничных поверхностей переходной зоны. Эту поверхность выбирают исходя из толщины 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 толщине переходной зоны, полном выносе керна и четком фиксировании положения контакта в керне по внешним признакам.

Основную информацию о положении контактов получают методами промысловой геофизики. Нижняя граница переходной зоны обычно четко фиксируется резким скачкообразным уменьшением величины ρ_T на диаграммах электростримерии (рис. 16) и снижением показаний нейтронного гамма-метода. При необходимости дополнительно привлекаются данные нейтрон-нейтронных методов по тепловым нейтронам, импульсных методов, наведенной активности по натрию и хлору.

Таким образом, в случаях, когда толщина переходной зоны невелика (до 2 м) и в качестве ВНК принимают ее нижнюю границу, задача является наиболее простой. ГВК также четко фиксируется на диаграммах электростримерии. ГНК и ГВК уверенно выделяются на диаграммах НГК по резкому возрастанию интенсивности нейтронного гамма-излучения.

При большой толщине переходной зоны нахождение по-

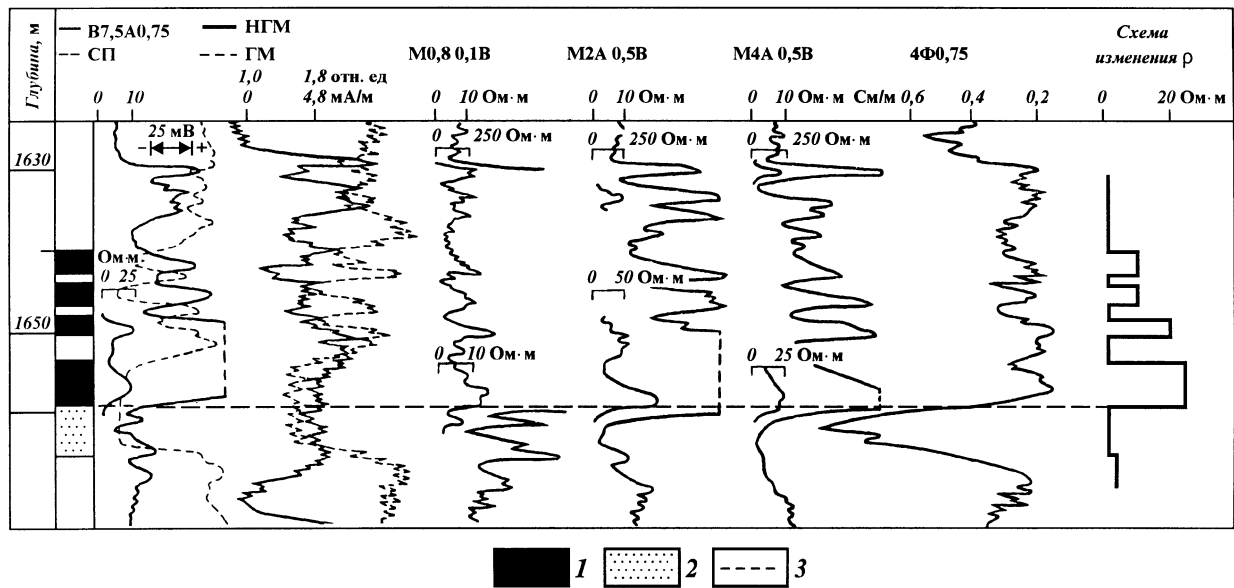


Рис. 16. Определение положения ВНК по данным электрметрии и радиометрии при небольшой толщине переходной зоны (по Б.М. Орлинскому).
 Коллекторы: 1 – предельно нефтенасыщенный, 2 – водонасыщенный; 3 – ВНК

положения ВНК по данным ГИС осложняется, поскольку необходимо определять положение нижней и верхней границ переходной зоны и собственно ВНК. Верхняя граница переходной зоны проводится на диаграммах электрометрии (градиент-зонда) по максимуму КС (рис. 17). Выделение по данным электрометрии граничных поверхностей с фазовой проницаемостью для каждой фазы (нефти и воды), равной нулю, осуществляется путем установления соответствующих им критических значений сопротивления $\rho_{к.кр}$. Значение $\rho_{к.кр}$ 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

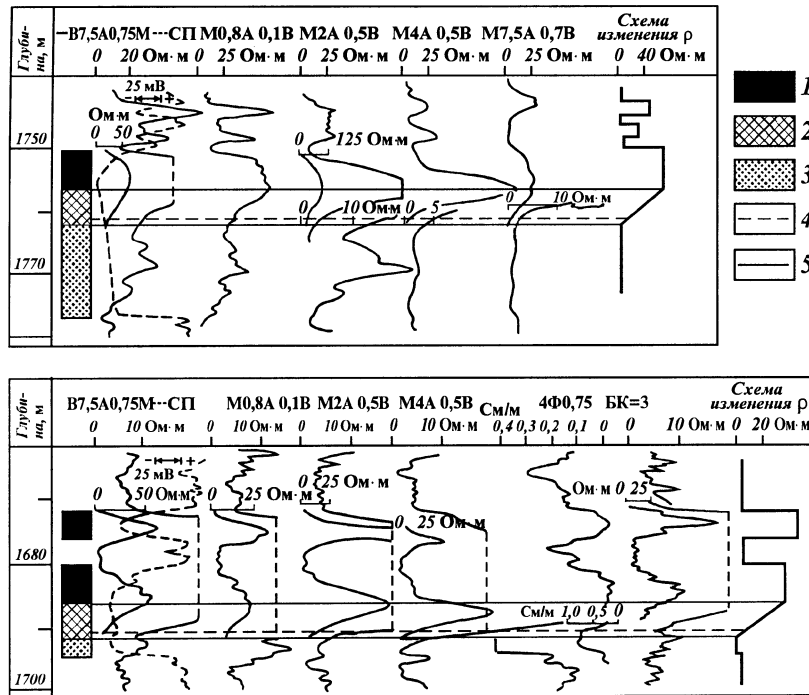


Рис. 17. Определение границ переходной зоны и ВНК по данным электрометрии в разных скважинах (по Б.М. Орлинскому). Коллекторы: 1 – предельно нефтенасыщенный, 2 – переходной зоны, 3 – водонасыщенный; границы: 4 – ВНК, 5 – переходной зоны

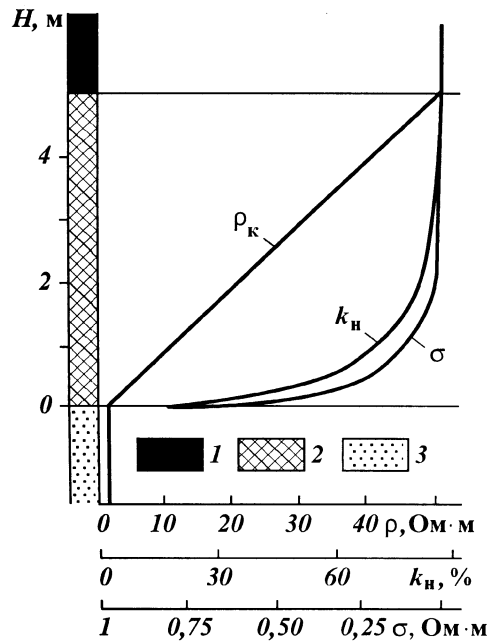
($\rho_{к.в}$) и нижней ($\rho_{к.н}$) границах переходной зоны, найти положение ВНК можно путем линейной интерполяции, учитывая, что сопротивление в переходной зоне меняется прямолинейно (рис. 18);

$$\zeta_{\text{ВНК}} = \zeta_1 - h_{\text{п.з}}[(\rho_{к.кр} - \rho_{к.в})/(\rho_{к.н} - \rho_{к.в})], \quad (\text{IV.6})$$

где $\zeta_{\text{ВНК}}$ — глубина залегания ВНК; ζ_1 — глубина нижней границы переходной зоны; $h_{\text{п.з}}$ — толщина переходной зоны.

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 толщиной его предельно нефтенасыщенной части. В таких случаях 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, — поверхность, на которой фазовая проницаемость для воды равна нулю.



Определение начального положения контактов путем опробования пластов в скважине проводится преимущественно в разведочных скважинах на стадии подготовки залежи к разработке. Чаще путем опробования проверяют правильность данных ГИС о положении контактов. Однако в случаях, например, карбонатных трещинных коллекторов, когда методы промышленной геофизики недостаточно эффективны, опробование служит основным или даже единственным 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. 19). Для поинтервального опробования на основании имеющихся керновых и геофизических данных о газонефте-

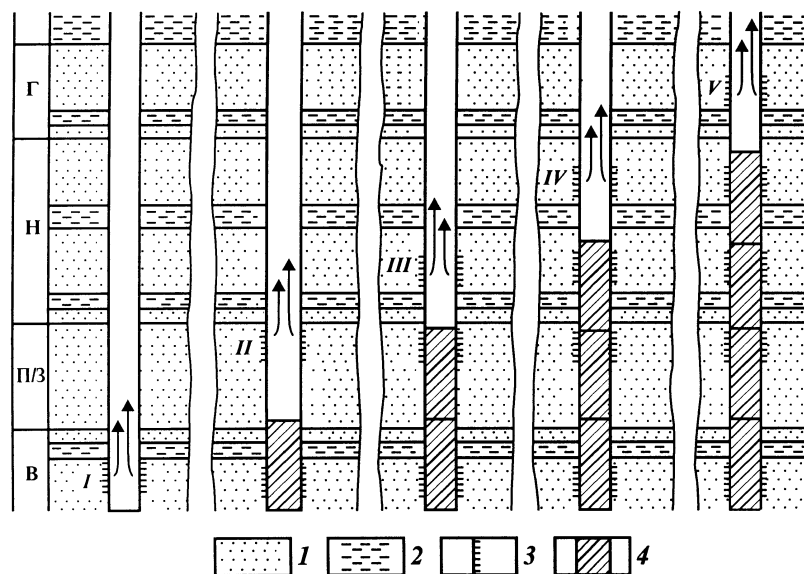


Рис. 19. Схема поинтервального опробования разреза скважины.

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

водонасыщенности разреза намечают сравнительно небольшие по толщине интервалы:

в водоносной части пласта — непосредственно под предполагаемым ВНК или ГНК;

в переходной зоне от нефти (газа) к воде (при ее значительной толщине) — несколько последовательных интервалов:

в нефтяной части пласта — выше ВНК и ниже ГНК; непосредственно над ГВК или ГНК.

Интервалы опробования следует намечать таким образом, чтобы исключить возможность поступления 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 флюида из пласта в скважину и после полной замены флюидом промывочной жидкости в скважине отбирают пробу. На основании этой пробы делают вывод о характере насыщения 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), указывает на то, 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), вместе с нефтью (газом) какого-то количества воды или только воды может быть связано либо с неправильной оценкой характера насыщения по геофизическим данным, либо с некачественным цементированием скважин. 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.

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 может достигать 5–10 м и более на крупных залежах с обширными водонефтяными зонами.

При значительной литологической изменчивости продуктивных пластов на участках с ухудшенной коллекторской характеристикой в результате повышенного действия капиллярных сил ВНК часто находится несколько выше. В результате поверхность ВНК приобретает усложненную форму.

Для обоснования положения ВНК по залежи строят схему (рис. 20) на основе комплексного обобщения имеющихся данных и опробования разведочными и первоочередными добывающими скважинами. Для этого подбирают скважины, дающие информацию о начальном положении контакта. Обычно это скважины, расположенные в водонефтяной (газонефтяной, газоводяной) части залежи, а также в продуктивной и водяной частях пласта в непосредственной близости от контакта. 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 перфорированных интервалов (дебит нефти, газа и воды; депрессия на пласт; положение искусственных забоев после изоляции опробованных интервалов).

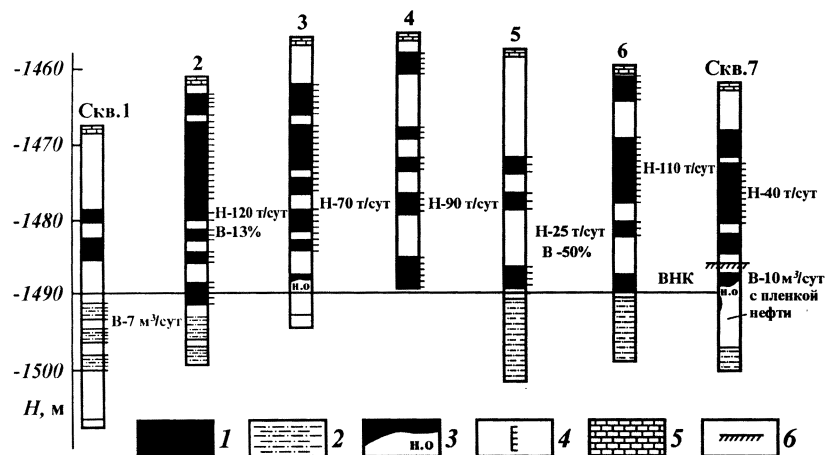


Рис. 20. Пример схемы обоснования положения ВНК.
 Терригенные пласты-коллекторы, выделенные по ГИС: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – с неопределенной насыщенностью; 4 – интервалы перфорации; 5 – “верхний известняк”; 6 – искусственный интервал; притоки: Н – нефти; В – воды

На основании нанесенной на схему информации проводят линию, отвечающую среднему положению контакта.

Если в отдельных скважинах данные о характере насыщенности пласта (прослоя) не соответствуют принимаемому по большинству скважин положению контакта, необходимо выяснить причины этого.

На рис. 20 линия, соответствующая наиболее вероятному положению ВНК, проходит по отметке – 1490 м. В большинстве скважин выше этой отметки проницаемые пласты и прослой по геофизическим данным нефтенасыщены и из продуктивных 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 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 скв. 2 ВНК проходит в нижнем перфорированном интервале. Выше принимаемой отметки ВНК обводненная нефть получена в скв. 5. В данном случае это может быть связано с некачественным цементированием заколонного пространства. Аналогично обосновывают положение ГВК и ГНК.

При наклонном положении или сложной форме контакта для его пространственного изображения строят карту поверхности контакта в изолиниях. Для этого используют принятые по комплексу всех данных отметки контакта по каждой скважине.

Значения абсолютных отметок контакта в каждой скважине наносят на план расположения скважин и путем линейной интерполяции определяют положение изогипс поверхности контакта.

Линии пересечения ВНК, ГVK или ГНК с поверхностями пласта-коллектора являются контурами нефтеносности (газоносности), ограничивающими по площади размеры залежи и ее зон с равным характером нефтегазоводонасыщения.

Применительно к каждому контакту различают внешний и внутренний контуры. Внешний контур — линия пересечения контакта с верхней поверхностью пласта, внутренний — с нижней поверхностью. Во внутреннем контуре находится чисто нефтяная (газовая) часть пласта. Внешний контур является границей залежи. Между внешним и внутренним контурами располагается водонефтяная (водогазовая, газонефтяная) часть.

Соответственно положение внешнего контура находят на карте верхней, а внутреннего — на карте нижней поверхности пласта.

При горизонтальном контакте на карте контур проводят по изогипсе, соответствующей гипсометрическому положению контакта или параллельно изогипсе с близким значением. При горизонтальном контакте линия контура не может пересекать изогипсы.

При наклонном положении контакта, если диапазон изменения его абсолютных отметок больше принятого сечения изогипс, линии контуров пересекают изогипсы карт поверхностей пласта. В этом случае положение контуров определяется с помощью метода схождения (рис. 21). Для этого совмещают карту поверхности пласта и карту поверхности контакта, построенные с одинаковым сечением изогипс. Линия контура проводится через точки пересечения одноименных изогипс.

В случаях, когда кровля и подошва продуктивного горизонта (пласта), выделенные по стратиграфическому признаку, совпадают с кровлей и подошвой продуктивных коллекторов, положения контуров определяют по структурным картам, построенным по этим синхроничным поверхностям.

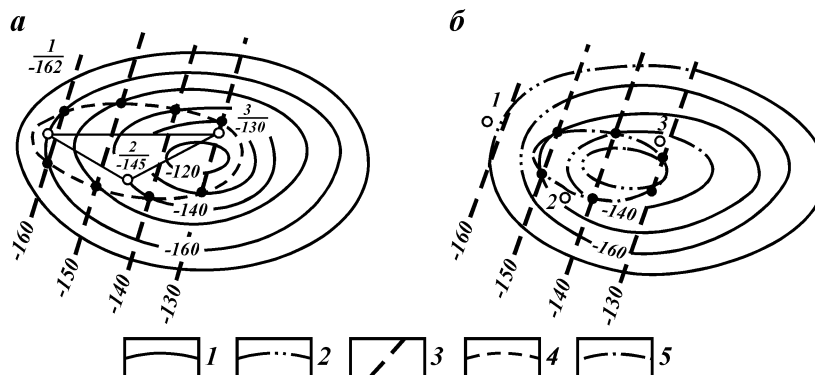


Рис. 21. Примеры определения положения внешнего (⊞) и внутреннего (·) контуров нефтеносности при наклонном контакте нефть – вода (по М.А. Жданову).

Изогипсы, м: 1 – кровли продуктивного пласта, 2 – подошвы, 3 – поверхности ВНК; контуры нефтеносности, 4 – внешний, 5 – внутренний

Если продуктивный горизонт сложен прерывистыми, литологически изменчивыми пластами и его кровля (подошва), выделенная по стратиграфическому признаку, не совпадает на отдельных участках залежи с поверхностями продуктивных коллекторов, определение положения контуров по структурным картам недопустимо. Оно может привести к завышению площади нефтегазонасыщенности. Чтобы не допустить этого, положение контуров нужно определять по картам кровли поверхностей проницаемой части горизонта.

Рассмотрим, как определить положение внешнего контура нефтеносности, на примере объекта разработки, сложенного тремя пластами с разным характером прерывистости (рис. 22). ВНК для всех трех пластов единый – горизонтальный на отметке –1202 м (залежь полностью подстилается водой). При таком строении горизонта сначала определяют положение контуров по каждому из пластов. Для этого выполняют следующее:

определяют на картах границы распространения коллекторов каждого пласта по площади (рис. 23, ⊞, ·, ,), в пределах площадей распространения коллекторов проводят изогипсы верхней поверхности каждого пласта;

на карты поверхности коллекторов каждого пласта наносят линии внешних контуров, соответствующие абсолютной отметке –1202 м.

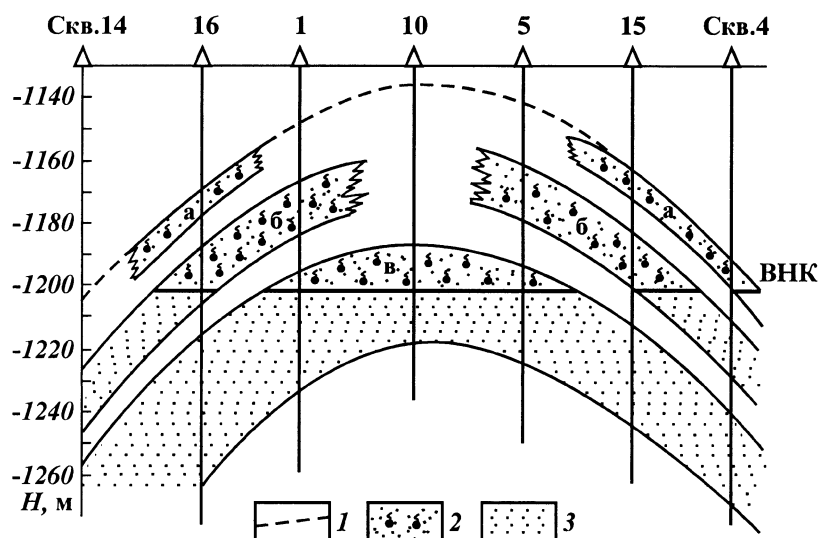


Рис. 22. Геологический профиль многопластовой залежи (к примеру определения положения контура нефтеносности на рис. 43): 1 — верхняя граница залежи; коллекторы: 2 — нефтенасыщенные, 3 — водонасыщенные; а, б, в — индексы пластов

Затем определяют положение внешнего контура нефтеносности объекта разработки в целом. Для этого совмещают карты всех трех пластов (рис. 23, „).

Совмещенная карта выглядит следующим образом. Карта верхнего прерывистого пласта “а” на ней показана полностью в границах его залегания. В “просветах” пласта “а” (в зонах отсутствия его коллекторов) помещена видимая часть карты пласта “б”. В зоне отсутствия коллекторов и пластов “а” и “б” помещена видимая часть пласта “в”. В результате получают в целом верхнюю границу залежи сложной формы, формируемую по фрагментам внешних контуров разных пластов и фрагментам границ распространения коллекторов этих пластов.

Начальное положение водонефтяного контакта показывают на детальном геологическом профиле. При многопластовом характере продуктивного горизонта положение ВНК (ГВК, ГНК) на профиле отражается лишь в пределах залегания пород-коллекторов.

Все рассмотренные ранее внешние границы залежей неподвижны. В отличие от них ВНК, ГНК и ГВК в процессе разработки залежей могут перемещаться.

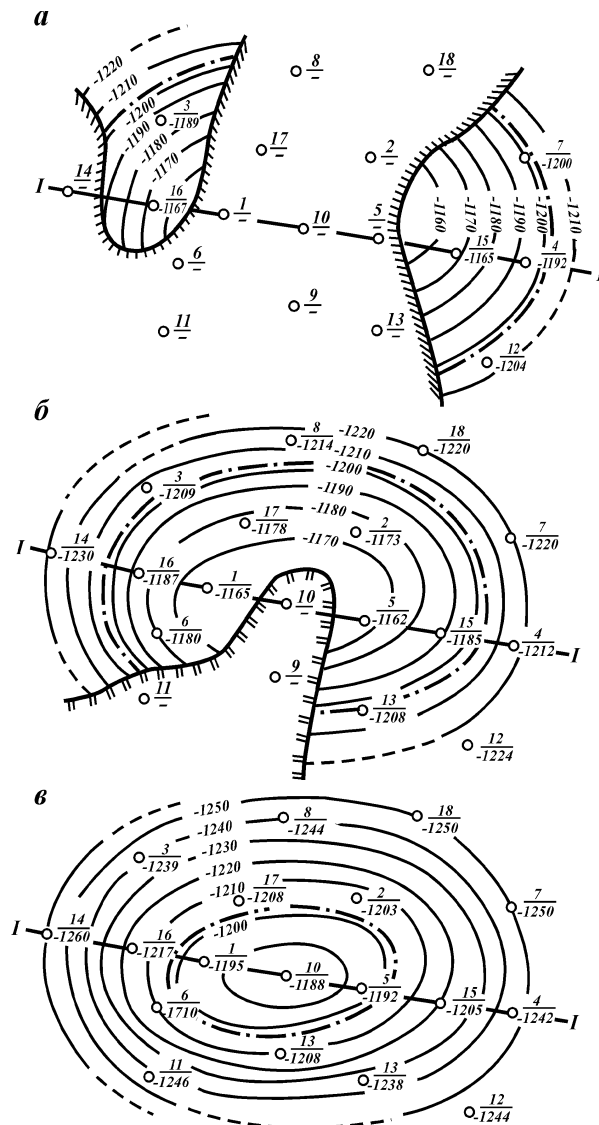


Рис. 23. Пример определения в многопластовом объекте разработки положения внешнего контура нефтеносности:
 † — пласт а; · — пласт б; , — пласт в; „ — объект разработки в целом. 1 — изогипсы кровли пластов-коллекторов, м; 2 — внешний контур нефтеносности; границы замещения коллекторов: 3 — пласта а, 4 — пласта б; 5 — линия профиля; 6 — скважины (в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка, м); 7 — площадь залежи

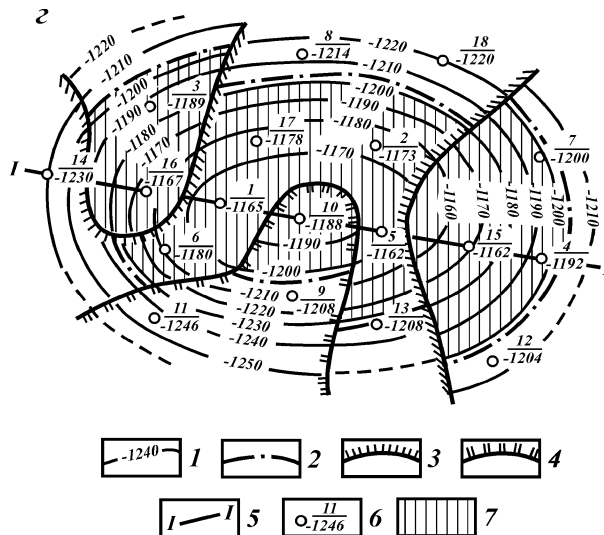


Рис. 23. Продолжение

В целом, как видно из изложенного, форма залежей определяется формой каждой из рассмотренных границ и характером линий их пересечения.

Соответственно выделяют залежи:

повсеместно оконтуренные внешним контуром нефте- или газоносности;

оконтуренные на разных участках внешним контуром и границей замещения (выклинивания) коллекторов;

оконтуренные внешним контуром и линией дизъюнктивного нарушения.

Встречаются залежи, полностью расположенные в границах залегания коллекторов, приуроченные к блоку, со всех сторон ограниченному тектоническими нарушениями, а также залежи с участием всех четырех видов границ.

Характер поверхностей, ограничивающих залежь, во многом определяет степень связи залежи с законтурной областью и ее энергетические возможности.

Глава V

ИЗУЧЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Породы коллекторы и неколлекторы. Одна из важнейших задач нефтегазопромысловой геологии — изучение внутреннего строения залежи нефти или газа. Суть ее сводится к выделению в объеме залежи геологических тел, сложенных породами-коллекторами, а затем к выделению в объеме, занятом породами-коллекторами, геологических тел, различающихся значениями основных геолого-промысловых параметров — 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.

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.

Породы с такими геолого-физическими свойствами, при которых движение нефти или газа в них физически невозможно, называются неколлекторами.

Внутреннее строение залежи, изучаемое нефтегазопромысловой геологией, определяется различным размещением неколлекторов и коллекторов, а также коллекторов с разными геолого-физическими свойствами как в разрезе, так и по площади залежи.

Понятие внутренних геологических границ и их виды. Выявление внутреннего строения залежи по данным измерений, наблюдений и определений представляет собой задачу построения модели структуры залежи. Важный этап в решении этой задачи — проведение необходимых внутренних геологических границ. Проведение границ означает разделение пространства залежи на области, в отношении которых делается допущение, что внутри них значения признаков изве-

стны для любой точки. В результате пространство становится полноопределенным.

По процедуре выделения внутренних геологических границ различают границы естественные и условные.

Естественные границы фиксируются в скважинах по резкой смене физических свойств пород — это поверхности напластования, разделяющие в разрезе коллекторы и неколекторы, границы зон коллекторов с разными емкостно-фильтрационными свойствами, с разным характером насыщения пород, а также дизъюнктивные, связанные с разрывными нарушениями, и др.

Условные границы принимаются по каким-либо косвенным признакам — по кондиционным свойствам коллекторов, по категоричности запасов, по комплексу свойств, определяющих технологические показатели разработки, по зонам залежей, выделенным в соответствии с системой разработки, по частям залежей, принадлежащим разным недропользователям и другим, которые не приурочиваются к каким-либо естественным границам.

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, называют 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 простые и условные тела выступают как элементы системы.

Таким образом, залежь нефти или газа в природном виде в целом представляет собой геологическое тело высокой сложности, внутри которого выделяются геологические тела низших уровней структурной организации, ограничиваемые как естественными, так и условными и произвольными границами.

§ 2. РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Расчленение продуктивной части разреза скважины — это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в

конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методом изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, нагнетательные и др.). Данные геофизических исследований увязываются с имеющимися геологическими данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна), с данными опробования интервалов на приток и с результатами исследования скважин гидродинамическими методами.

Достоверность расчленения зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки геофизических методов исследования скважин и общей геофизической характеристики района, полученной сейсмическими методами. Выделению коллекторов по геофизическим данным способствует наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. Интерпретация кривых наиболее достоверна при совместном использовании в комплексе геофизических и геологических исследований. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении границ в разрезе залежи. Это связано с низким процентом выноса керна, обусловленным несовершенством колонковых долот, вследствие чего на поверхность поднимаются преимущественно более крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильно трещиноватые не всегда выносятся. Длина полученного керна может быть меньше длины интервала проходки, что затрудняет точную привязку керна к глубинам.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности.

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы — по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин, по минимальной гамма-активности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные со-

противления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Коллекторы в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно.

Петрофизические свойства микрокавернового ("порового") карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза теми же методами на плотные и пустотные породы и в выделении среди последних высокопористых разновидностей. При тонком переслаивании плотных и пористых разновидностей наиболее надежные результаты могут быть получены по данным микрозондирования.

Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации:

электрометрия, нейтронный каротаж, результаты 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, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий методы, наиболее информативные в данных конкретных условиях.

На рис. 24 приведены типичные кривые различных геофизических методов, позволяющих выделять интервалы пород-коллекторов в разрезах скважин. Эти методы следующие:

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): $\Delta\rho_{к.МЗ} = \rho_{к.МЗ} + \rho_{к.МГЗ}$;

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

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

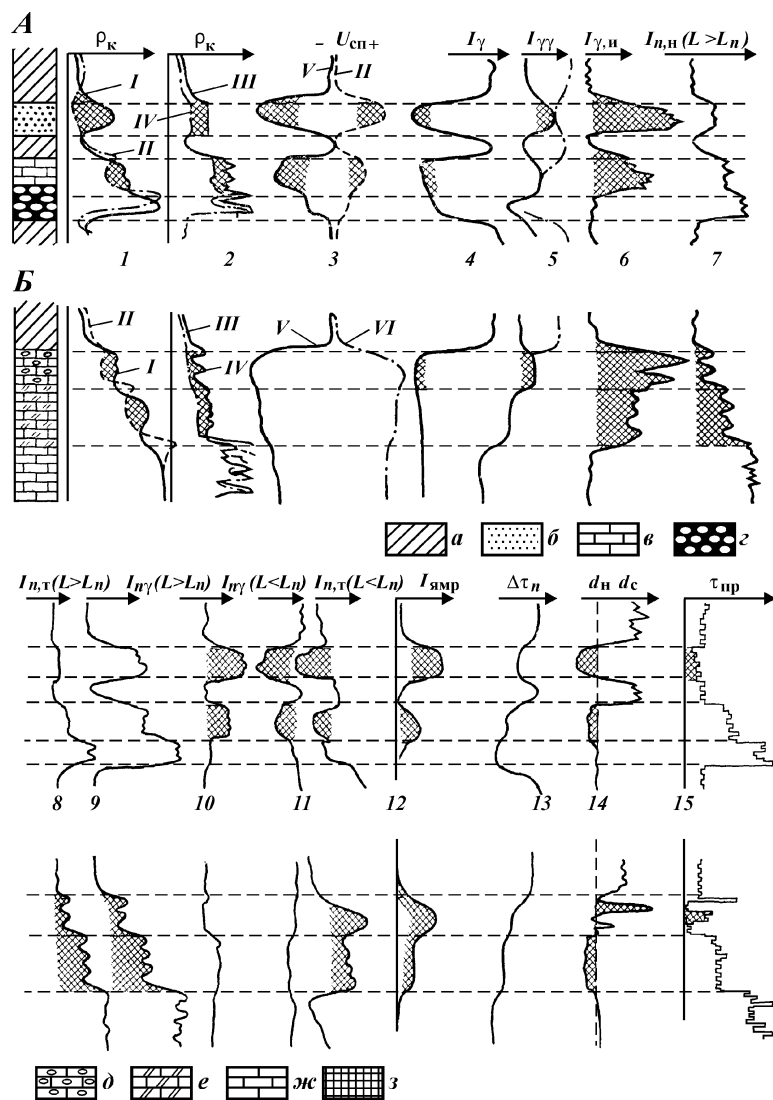


Рис. 24. Характеристика коллекторов по данным различных геофизических методов исследования скважин (по В.Н. Дахнову).

Разрезы: А – песчано-глинистый; Б – карбонатный. а – глины; б – пески; песчаники: , – рыхлые, „ – плотные; известняки: % – кавернозные и закарстованные, е – трещиноватые, ж – плотные; з – участки кривых, соответствующие коллекторам; кривые ρ_{κ} : I – малоградиент-зонда, II – среднего градиент-зонда, III – микропотенциал-зонда; кривые $U_{сп+}$: V – $\rho_{\phi} > \rho_{\psi}$, VI – $\rho_{\phi} < \rho_{\psi}$; 1–15 – способы выделения коллекторов по ГИС

5 — гамма-гамма метод (ГГМ) — по повышенным значениям I_γ ;

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

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

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

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 $\tau_{\text{пр}}$.

Песчаники характеризуются:

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

отрицательными аномалиями $\Delta U_{\text{СП}}$, уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;

более высокими, чем у глин, значениями $\rho_{k, \text{э}}$, при этом $\rho_{k, \text{МПЗ}} > \rho_{k, \text{МГЗ}}$ (кривые расходятся);

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

понижением значений $I_{\text{т}}$ и $\Delta\tau_n$ с уменьшением пористости и возрастанием их с увеличением глинистости;

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

уменьшением d_c из-за образования глинистой корки.

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

совмещением значений $\rho_{k, \text{МГЗ}}$ и $\rho_{k, \text{МПЗ}}$, примерно равных

сопротивлению промывочной жидкости (глинистого раствора ρ_p): $\rho_{кМГЗ} = \rho_{кМПЗ} = \rho_p$ (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 геотермического градиента Γ .

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.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

широким диапазоном изменения ρ_k в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные 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;

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 значениями 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. 25 приведены характерные кривые геофизических методов для различных типов пород.

От полноты комплекса геофизических исследований, пра-

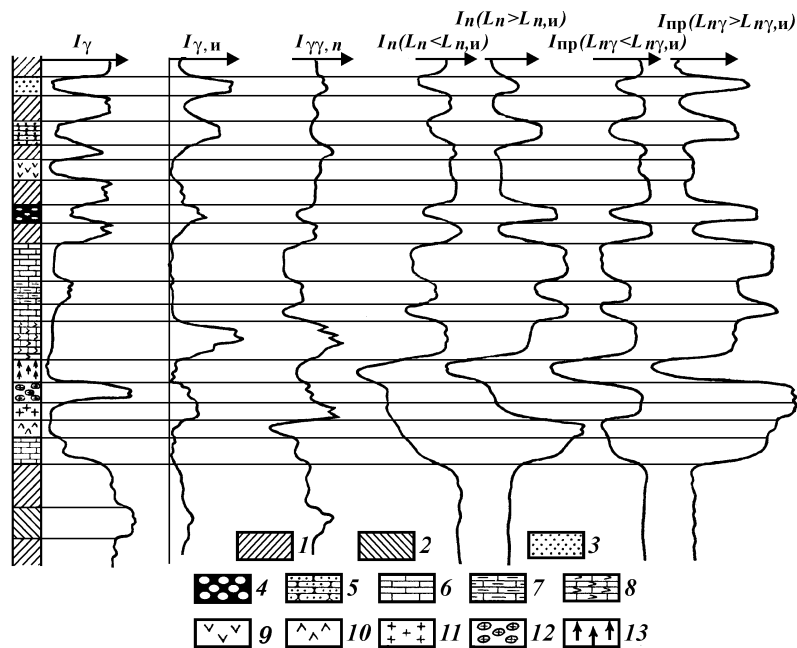


Рис. 25. Кривые радиометрии скважин в осадочных породах (по В.Н. Дахнову):
 1 – глины; 2 – аргиллиты; 3 – пески; песчаники; 4 – плотные; 5 – рыхлые; известняки: 6 – чистые; 7 – глинистые; 8 – высокопористые; 9 – гипсы; 10 – ангидриты; 11 – галит; 12 – калийные соли; 13 – борсодержащие соли

вильного его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины.

Еще раз следует отметить, что в терригенном разрезе петрофизические свойства пород обусловлены глинистостью и поэтому здесь наиболее информативны показания ρ_k , $U_{сп}$ и I_γ . Карбонатные 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, на которой приводятся кривые основного комплекса геофизических исследований.

Выделение коллекторов и неколекторов позволяет определить в каждой скважине один из важных параметров, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной

организации разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин, — толщины пластов и горизонта.

При изучении разрезов скважин выделяются: 1) общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах; 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколекторов, выделенных в разрезе горизонта; 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов. В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

Значения эффективной и нефтегазонасыщенной толщин в пределах площади залежи различаются, иногда довольно существенно. Для отображения изменения названных толщин строятся карты в изолиниях, называемые картами изопакит (изопакиты — линии равных значений толщины). Метод построения карты изопакит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. В пределах внутреннего контура нефтегазоносности значения конфигурации изопакит эффективной и продуктивной толщин совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение нефтегазонасыщенной толщины. Внешний контур нефтегазоносности одновременно является линией нулевых значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины, т.е. фактически границей залежи.

§ 3. ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обуславливается наличием в породах пустот, т.е. существованием пустотного (емкостного) пространства, которое может быть представлено порами, кавернами и трещинами. Соответственно емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней первичных межгранулярных пор. Различают пористость полную (абсолютную) и открытую. Полная пористость вклю-

чает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Открытая пористость образуется сообщающимися порами.

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости, который измеряется в долях единицы. Пористость можно выразить также в процентах от объема породы. Пористость породы в большой степени зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, которые в свою очередь определяются гранулометрическим составом слагающих породу частиц и степенью их цементированности.

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

По крупным (сверхкапиллярным) порам и каналам 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, пустоты в которых представлены в основном субкапиллярными порами и каналами, независимо от значения коэффициента пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

Коэффициентом полной пористости $k_{\text{п}}$ называется отношение суммарного объема всех пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

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

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

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

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

При решении задач нефтегазопромысловый геологии используется коэффициент открытой пористости $k_{\text{п.о}}$, который определяется как по образцам в лаборатории, так и по данным геофизических исследований скважин. Существует несколько способов определения $k_{\text{п.о}}$ по образцам. С ними можно познакомиться в пособиях по подсчету запасов и по физике нефтяного и газового пласта. Наиболее широко применяют методы И.А. Преображенского и с использованием

газового порометра. По образцам может быть определена и полная, и открытая пористость.

Поровыми в основном являются терригенные коллекторы и переотложенные карбонатные. Значения открытой и полной пористости песков практически совпадают. В песчаниках и алевролитах, по данным А.А. Ханина, полная пористость на 5–6 % больше открытой.

Наиболее тесная связь пористости с показаниями геофизических методов отмечается для методов сопротивления, нейтронных и акустического. Оценка пористости по данным методов сопротивления осуществляется по параметру пористости P_{Π} , представляющему собой отношение удельного сопротивления водонасыщенного пласта $\rho_{\text{вп}}$ к удельному сопротивлению насыщающей его воды $\rho_{\text{в}}$. Параметр P_{Π} для гранулярных пород может быть выражен через $k_{\text{п.о}}$ следующим образом:

$$P_{\Pi} = a / k_{\text{п.о}}^m, \quad (\text{V.3})$$

где a — некоторая постоянная; m — так называемый структурный коэффициент, характеризующий структуру порового пространства. Величина a чаще всего принимается равной 1, а значение m колеблется от 1,3 (для песков) до 2,4 (для песчаников).

Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах — от нескольких процентов до 35 %. По большинству залежей она составляет в среднем 12–25 %.

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Следует различать породы микрокавернозные и макрокавернозные. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым — с рассеянными в породе более крупными кавернами — вплоть до нескольких сантиметров.

Микрокавернозные карбонатные коллекторы на практике нередко отождествляют с терригенными поровыми, поскольку и в тех, и в других открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Но и по происхождению, и по свойствам между ними имеются существенные различия (см. § 7 настоящей главы).

Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13–15 %, но может быть и больше.

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1–2 %. При

больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Коэффициент кавернозности K_k равен отношению объема каверн V_k к видимому объему образца $V_{обр}$.

$$K_k = V_k/V_{обр}. \quad (V.4)$$

Если порода целиком кавернозна, то

$$K_k = (V_{обр} - V_{мин})/V_{обр}, \quad (V.5)$$

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

Выразив объемы $V_{мин}$ и $V_{обр}$ через плотности соответственно минеральной части породы $\rho_{мин}$ и всего образца $\rho_{обр}$, получим

$$K_k = 1 - \rho_{обр}/\rho_{мин}. \quad (V.6)$$

Микрокавернозная пустотность может быть определена как по образцам пород, так и по данным геофизических нейтронных методов. Макрокавернозная пустотность не может быть в достаточной мере отражена образцами и потому оценивается по геофизическим данным. Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами, изучение макрокавернозности следует проводить вместе с изучением трещиноватости.

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 коллекторам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) — и к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин.

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, пересекаемых поверхностью площадью F .

Еще одной характеристикой трещиноватости служит густота трещин

$$G = \Delta n / \Delta L,$$

где Δn — число трещин, пересекающих линию длиной ΔL , перпендикулярную к направлению их простирания. Размерность густоты трещин — 1/м.

Трещинная емкость K_T по данным исследования шлифа под микроскопом равна

$$K_T = bl/F,$$

где b — раскрытость трещин в шлифе; l — суммарная протяженность всех трещин в шлифе; F — площадь шлифа.

Исследованиями Е.М. Смехова и других установлено, что интенсивность трещиноватости и раскрытость трещин зависят от литологического состава пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно выше, чем терригенных.

По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют макротрещины шириной более 40–50 мкм и микротрещины шириной до 40–50 мкм.

Макротрещиноватость в основном свойственна карбонатным коллекторам.

Макротрещиноватость изучить по керну не удастся. Трещины, влияющие на процесс фильтрации и работу скважин, в керне обычно не фиксируются, так как при отборе керн распадается на части по этим трещинам. Изучение макротрещиноватости проводят на основе визуального исследования стенок скважины по фотографиям, полученным с помощью глубинных фотокамер или телекамер, а также по данным гидродинамических исследований скважин. Методика обработки результатов наблюдений описана в пособиях по физике пласта.

Из геофизических методов изучения трещиноватых пород применяют метод двух растворов, согласно которому в скважине дважды с двумя разными промывочными жидкостями определяют удельное сопротивление пластов по данным 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 $\rho_{\phi 2}$.

Микротрещиноватость изучают на образцах — на больших шлифах с площадью до 2000 мм² или крупных образцах кубической формы со стороной куба 5 см.

Трещинная емкость пород-коллекторов составляет от долей процента до 1–2 %.

Трещиноватая порода представляет собой совокупность огромного количества элементарных геологических тел, ограниченных макротрещинами. Объем породы такого элементарного тела называют матрицей.

Коллектор является чисто трещиноватым, если плотная матрица не содержит других пустот или содержит микротрещины. Но матрице часто свойственно наличие пор. При этом матрица может быть малопроницаемой и дренироваться только за счет связи с макротрещинами, а может обладать и собственной достаточно высокой проницаемостью.

Наличие макротрещиноватости обеспечивает включение в процесс дренирования и каверн в кавернозном коллекторе.

Таким образом, чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород-коллекторов.

При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к типу смешанных.

Из числа коллекторов с одним из видов пустотности наи-

Таблица 1

**Промышленно-геологическая классификация 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) Карбонатные крупно- и мелкокавернозные породы (известняки, доломитизированные известняки, доломиты) Плотные породы (плотные известняки, мергели, алевролиты, хрупкие сланцы) Гранулярные коллекторы, сцементированные (песчаники, алевролиты, переотложенные карбонатные породы) Карбонатные породы
Каверновый	Кавернозная	
Трещинный	Трещиноватая	
Трещинно-поровый	Трещиновато-пористая	
Трещинно-каверновый	Трещиновато-кавернозная	
Трещинно-порово-каверновый	Трещиновато-пористо-кавернозная	То же
Керново-поровый	Кавернозно-пористая	"

более широко распространены поровые терригенные коллекторы — на многочисленных месторождениях земного шара, в том числе и в России (Волго-Урал, Западная Сибирь, Северный Кавказ и др. районы).

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются весьма редко. В карбонатных отложениях они характерны, например, для всей залежи в верхнемеловых карбонатных отложениях месторождения Хаян-Корт в Грозненском нефтяном районе. Они часто встречаются в объеме крупных залежей в карбонатных коллекторах, в зонах с наибольшей плотностью пород и обеспечивают гидродинамическую связь всех участков залежи между собой.

Из кавернозных пород в чистом виде распространены микрокавернозные (Волго-Урал, Тимано-Печорская провинция и др.). Макрокавернозные встречаются редко.

Коллекторы смешанного типа, наиболее свойственные карбонатным породам, характерны для месторождений Прикаспийской низменности, Тимано-Печорской провинции, Волго-Урала, Белоруссии и других районов.

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

§ 4. НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат 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 стенах пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для нефтегазопромысловой геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Определение коэффициентов нефтегазоводонасыщенности занимает большое место в промысловой геологии.

Коэффициентом нефтенасыщенности K_n (газонасыщенности K_r) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

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

Иногда K_n , K_r , K_v выражают в процентах от объема открытого пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$K_n + K_v = 1;$$

для газонасыщенного коллектора

$$K_r + K_v = 1;$$

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

$$K_r + K_n + K_v = 1.$$

При подсчете запасов нефти и газа и проектировании разработки требуется знание коэффициентов нефте- и газонасыщенности.

Однако и прямое (по образцам нефтегазонасыщенных пород), и косвенное (по геофизическим данным) определение этих коэффициентов не дает надежных результатов. По керну нефтегазоносность не может быть определена потому, что при выбуривании образца часть нефти или газа вытесняется из него фильтратом промывочной жидкости; при подъеме образца на поверхность вследствие снижения давления в нем 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.

Значение коэффициента водонасыщенности пород в меньшей степени подвержено влиянию внешних факторов, и при соблюдении определенных условий отбора образцов и проведения опытов оно устанавливается с удовлетворительной точностью. Поэтому значения коэффициентов нефтегазонасыщенности обычно находят, определив содержание остаточной воды, из соотношений (V.7) и (V.8):

$$K_n = 1 - K_v, \quad (V.10)$$

$$K_r = 1 - K_v. \quad (V.11)$$

Коэффициент водонасыщенности может быть наиболее надежно определен, если керн выбуривается при использовании промывочной жидкости, не проникающей в пласт, например, приготовленной на известково-битумной или нефтяной основе.

Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С.Л. Закса. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадая 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 силы слабее, а затем из все более и более мелких.

По геофизическим данным коэффициент нефтегазонасыщенности определяют через величину P_n , называемую параметром нефтегазонасыщения или коэффициентом увеличения сопротивления:

$$P_n = \rho_{н.п} / \rho_{в.п},$$

где $\rho_{н.п}$ — удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, пустоты которого заполнены нефтью или газом и остаточной водой; $\rho_{в.п}$ — удельное электрическое сопротивление этого же пласта при 100 %-ном заполнении его пор водой с теми же значениями минерализации и температуры.

Между параметрами нефтегазонасыщения и коэффициентом водонасыщения существует зависимость

$$P_n = 1 / K_v^{\pi}, \quad (V.12)$$

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

Определив из (IV.12) значение K_v , по (IV.18) и (IV.19) находят значения K_n и K_r .

Изучение водонасыщенности имеет большое значение не только для количественной оценки нефтегазонасыщенности. Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности. Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей.

Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, с характером пустот, со свойствами нефти, газа и самой воды. Породы-коллекторы даже в пределах одной залежи могут отличаться по характеру смачиваемости. Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот. Таковую поверхность называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой). В других случаях поверхности зерен могут не смачиваться водой вследствие адсорбции на них пленки нефти. Такие породы называют гидрофобизированными нефтью или гидрофобными.

По мнению ряда исследователей, к гидрофобным следует относить породы, содержащие менее 10 % остаточной воды ($K_v \leq 0,1$). При значении коэффициента водонасыщенности более 0,1 породы считают гидрофильными.

Необходимость различать гидрофильные и гидрофобные коллекторы обусловлена тем, что в первых процесс вытеснения нефти из пустотного пространства при прочих равных условиях и высокой проницаемости протекает значительно легче, чем во вторых.

В гидрофильном коллекторе вся нефть находится в подвижном состоянии и при ее вытеснении как бы скользит по пленке воды.

В гидрофобном коллекторе часть нефти, образуя пленку на стенках пустот, не участвует в процессе движения, вследствие чего увеличиваются потери нефти в пласте. Эти особенности следует изучать и учитывать при подсчете запасов и проектировании разработки, определяя величину конечного нефтеизвлечения при возможных системах разработки.

В зависимости от условий формирования залежей, характеристики пород-коллекторов, их емкостного объема и фильтрационных свойств, характера смачиваемости и других параметров, значение начальной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов находится в пределах 97–50 % при соответствующей начальной водонасыщенности 3–50 %.

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

Эффективная пористость $K_{п.эф}$ — это доля пор, занятая нефтью или газом, т.е. значение открытой пористости за вычетом коэффициента остаточной водонасыщенности. Динамическая пористость $K_{п.д}$ — это объем пор, в которых возможно движение нефти или газа при их извлечении из пласта. При этом следует иметь в виду, что нефть и газ извлекаются при разработке не полностью, в результате чего по окончании эксплуатации пласт содержит некоторую остаточную нефтенасыщенность $K_{о.н}$ (или газонасыщенность $K_{о.г}$).

Таким образом:

$$K_{п.эф} = K_{п.о}(1 - K_v), \quad (V.13)$$

$$K_{п.д} = K_{п.о}(1 - K_v - K_{о.н}). \quad (V.14)$$

§ 5. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Важнейшим свойством пород-коллекторов является их способность к фильтрации, т.е. к движению в них жидкостей и газов при наличии перепада давления. Способность пород-коллекторов пропускать через себя жидкости и газы называется проницаемостью.

Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам.

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазовая фильтрация. При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазовая фильтрация — совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или смеси нефти, газа и воды.

В разных условиях фильтрации проницаемость породы-коллектора для каждой фазы будет существенно иной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемостей.

Под **абсолютной проницаемостью** понимается проницаемость, определенная при условии, что порода насыщена од-

нофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней. Для ее оценки обычно используются воздух, газ или инертная жидкость, так как физико-химические свойства пластовых жидкостей оказывают влияние на проницаемость породы. Величина абсолютной проницаемости выражается коэффициентом проницаемости $k_{пр}$.

Значение $k_{пр}$ в лабораторных условиях обычно определяют по керну на основе линейного закона фильтрации Дарси:

$$v = (k_{пр} \Delta p) / \mu \Delta L, \quad (V.15)$$

где v — скорость фильтрации; μ — вязкость газа (жидкости); Δp — перепад давления; ΔL — длина образца. В этом уравнении коэффициент пропорциональности $k_{пр}$ представляет собой коэффициент абсолютной проницаемости.

Скорость фильтрации v можно определить следующим образом:

$$v = Q/F, \quad (V.16)$$

где Q — объемный расход газа (жидкости) через образец в единицу времени, приведенный к давлению и температуре газа в образце; F — площадь фильтрационного сечения образца.

Для определения абсолютной проницаемости пользуются формулой, полученной из (V.15) и (V.16):

$$k_{пр} = (Q \mu \Delta L) / (\Delta p F). \quad (V.17)$$

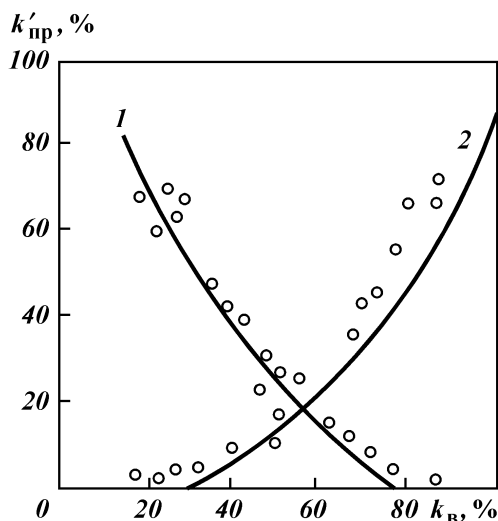
Абсолютная проницаемость зависит только от физических свойств породы.

В Международной системе единиц (СИ) за единицу проницаемости принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Размерность единиц — м^2 . Физический смысл размерности $k_{пр}$ (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

На практике, учитывая небольшие значения проницаемости в м^2 , используют размерность мкм^2 или 10^{-3} мкм^2 .

Абсолютная проницаемость продуктивных нефтегазовых коллекторов колеблется в очень широких пределах — от нескольких тысячных до 5 мкм^2 . В числе разрабатываемых широко распространены залежи со средней проницаемостью коллекторов $0,05 - 1,0 \text{ мкм}^2$. В последние годы в связи с ухудшением состояния сырьевой базы вводятся в разработку нефтяные залежи и с $k_{пр}$ менее $0,05$ (вплоть до $0,005 - 0,01$).

Рис. 26. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для нефти (1) и воды (2) от водонасыщенности $k_в$ пустотного пространства (по Ф.И. Котяхову)



Фазовой называется проницаемость $k_{пр.ф}$ пород для данной жидкости или газа 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.

Относительной проницаемостью $k_{пр.о}$ породы называется отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной. Экспериментально исследован характер потоков с разным сочетанием фаз. Результаты исследований обычно представляют в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от изменяющейся в процессе разработки степени насыщенности пустотного пространства разными фазами.

В качестве примеров на рис. 26 и 27 показаны графики зависимости от водонасыщенности пористой среды относительных проницаемостей соответственно при совместном движении для нефти и воды, а также для газа и воды.

Из приведенных зависимостей видно, что в принципе с ростом обводненности пластов фазовая (и соответственно относительная проницаемость) нефти и газа снижается. Но по каждой залежи это происходит по-своему и поэтому требует индивидуального изучения.

Анализ таких графиков позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, газа, воды в скважины,

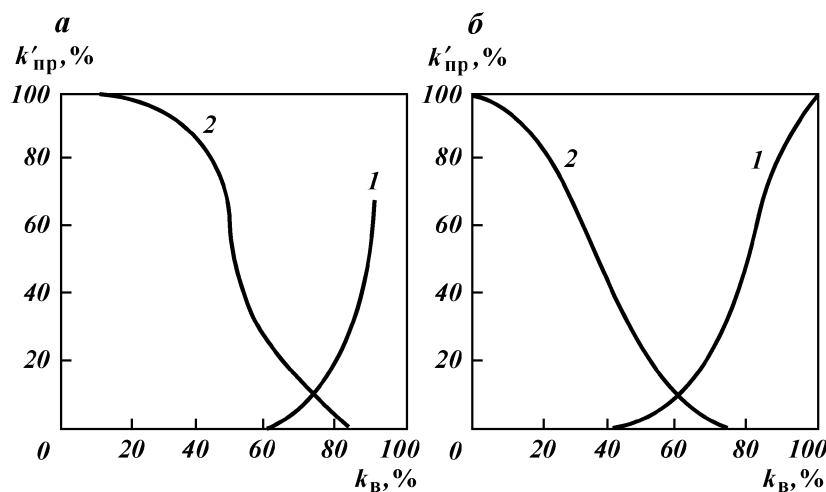


Рис. 27. Зависимость относительных проницаемостей $k'_{пр}$ пористой среды для жидкости (1) и газа (2) от водонасыщенности $k_{в}$ пустотного пространства в песчаниках (а) и пористых известняках и доломитах (б) (по Ш.К. Гиматудинову)

что используется при проектировании систем и динамики показателей разработки и решении других задач добычи нефти и газа.

Из изложенного видно, что проницаемость пород можно определить путем исследования их образцов.

При разведке и разработке месторождений нефти и газа проницаемость реальных продуктивных пластов определяют также по результатам гидродинамических исследований скважин (см. главу XIII настоящего учебника). Надежных методов определения проницаемости по данным геофизических исследований скважин пока нет.

§ 6. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Как было отмечено в настоящей главе, терригенные породы обычно относятся к коллекторам порового типа. Карбонатные породы имеют пустоты различного вида — микрокаверны (поры выщелачивания), макрокаверны, трещины. Карбонатные породы с развитой системой трещин и каверн явно отличаются от терригенных условиями фильт-

рации. Вместе с тем имеются залежи, в которых большое место занимают коллекторы, пустотное пространство которых представлено в основном микрокавернами, соизмеримыми по размерам с породами. В.Д. Викториним показано, что при поровом типе терригенных коллекторов и микрокаверновом карбонатных также имеются существенные различия между ними, влияющие на условия разработки залежей нефти и газа в этих породах.

1. Прежде всего, различны условия залегания пород-коллекторов — если терригенные породы залегают в виде пористых пластов толщиной от единиц до нескольких десятков метров, то карбонатные формируют массив или горизонты толщиной в несколько сот метров, часто со смешанным типом коллекторов. Соответственно к первым обычно приурочены залежи пластового типа, ко вторым — в зависимости от степени трещиноватости пород — залежи массивно-пластового и пластового типов. Это предопределяет применение весьма различных систем разработки залежей.

2. Поровые терригенные и карбонатные коллекторы различаются по структуре пустотного пространства.

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

3. В связи с разной структурой пустотного пространства микрокаверновые карбонатные и поровые 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; лишь при высокой проницаемости их удельные поверхности почти соизмеримы. Из изложенного ясно, что коэффициенты нефтегазонасыщенности карбонатных микрокаверновых коллекторов обычно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов.

4. Во многих карбонатных толщах присутствуют одновременно продуктивные коллекторы с разными видами пустотности и с большим диапазоном проницаемости, вплоть до очень низкой (менее $0,001 \text{ мкм}^2$). В связи с этим карбонатные горизонты в значительно большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате даже монолитные карбонатные толщи представляют собой сложные объекты разработки. Это делает процессы вытеснения из карбонатных коллекторов нефти и газа водой и вытеснения нефти другими агентами более сложными.

5. Карбонатные коллекторы гораздо в большей степени, чем терригенные, подвержены трещиноватости. Макротрещины 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. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего в сумме они создают относительно невысокую проницаемость. Однако и при этом трещины могут являться основными каналами для перемещения нефти и газа и обеспечивать гидродинамическую связь различных частей резервуара и даже его единство в целом.

Терригенным же пластам обычно свойственна разобценность различных их частей непроницаемыми и по толщине, и по простиранию породами.

6. В терригенных коллекторах макротрещиноватость проявляет себя положительно в виде системы каналов для фильтрации нефти лишь в очень плотных коллекторах с непроницаемой матрицей.

В карбонатных коллекторах трещиноватость играет большую роль в плотных непроницаемых породах, в коллекторах с нефте(газо)насыщенной, но малопроницаемой матрицей, и в коллекторах с высокопроницаемой матрицей (в последнем случае она играет все же подчиненную роль).

7. При вскрытии бурящейся скважиной продуктивного пласта в условиях создания репрессии в скважине проницаемость всех коллекторов — и терригенных, и карбонатных — значительно ухудшается по сравнению с естественной. В терригенных коллекторах, несмотря на проведение работ по

очистке прискважинной зоны, это в значительной мере остается 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 увеличить ее в радиусе нескольких метров вокруг скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, что резко увеличивает трещиноватость и трещинную проницаемость. В результате этого при высокой нефтегазоносности пород создаются условия для промышленной разработки залежей в карбонатных пластах при таких низких природных значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы могут считаться непродуктивными.

§ 7. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Под **геологической неоднородностью** понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи.

Развитие методов изучения геологической неоднородности и учета ее при подсчете запасов и разработке залежей — важнейшая задача промысловой геологии. Предложено несколько подходов к оценке неоднородности, предусматривающих различную степень детализации структуры залежи. Один из них — с выделением пяти видов неоднородности — принадлежит Л.Ф. Дементьеву и подробно им описан. Не имея возможности представить все взгляды на геологическую неоднородность и учитывая объективную необходимость постоянного развития методов ее изучения, в том числе и компьютерных, излагаем основные отправные промыслово-геологические представления о неоднородности продуктивных пластов.

Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр — на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности — макронеоднородность и микронеоднородность.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколекторов.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов — обычно в разном количестве на различных участках залежей — вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). При этом важное значение имеет характер зон распространения коллекторов.

Макронеоднородность отображается графическими построениями и количественными показателями.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 28) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 29), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколектора, а также участки слияния соседних пластов.

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

коэффициент расчлененности, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи,

$$K_p = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N, \quad (V.18)$$

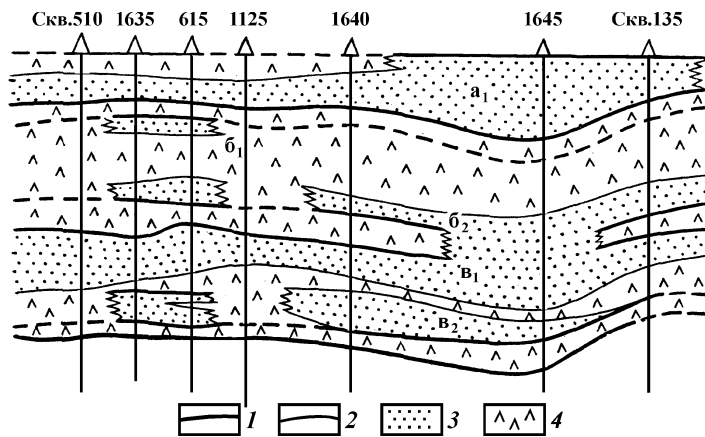


Рис. 28. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта XIII месторождения Узень.
Кровля и подошва: 1 — пласта, 2 — прослоя; 3 — коллектор; 4 — неколлектор; а — в — индексы пластов-коллекторов

где p_i — число прослоев коллекторов в i -й скважине; N — число скважин;

коэффициент песчанистости, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи,

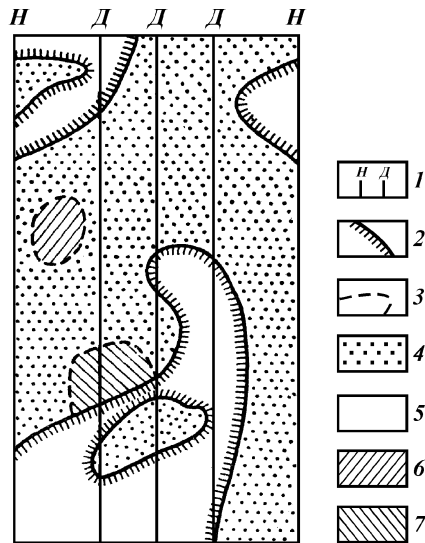


Рис. 29. Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:
1 — ряды скважин: Н — нагнетательных, Д — добывающих; 2 — границы распространения коллекторов; 3 — границы зон слияния; участки: 4 — распространения коллекторов, 6 — слияния пласта с вышележащим пластом, 7 — слияния пласта с нижележащим пластом.

$$K_{\text{пес}} = \left[\sum_{i=1}^N (h_{\text{эф}} / h_{\text{общ}}) \right] i / N, \quad (\text{V.19})$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная толщина пласта в скважине; N — число скважин;

коэффициент литологической связанности, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов (прослоев),

$$K_{\text{св}} = F_{\text{св}} / F_{\text{к}}, \quad (\text{V.20})$$

где $F_{\text{св}}$ — суммарная площадь участков слияния; $F_{\text{к}}$ — площадь распространения коллекторов в пределах залежи;

коэффициент распространения коллекторов на площади залежи, характеризующий степень прерывистости их залегания,

$$K_{\text{расп}} = F_{\text{к}} / F, \quad (\text{V.21})$$

где $F_{\text{к}}$ — суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта (прослоя);

коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта

$$K_{\text{сл}} = L_{\text{кол}} / \Pi, \quad (\text{V.22})$$

где $L_{\text{кол}}$ — суммарная длина границ участков с распространением коллекторов; Π — периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

три коэффициента, характеризующие зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти:

$$K_{\text{спл}} = F_{\text{спл}} / F_{\text{к}}; K_{\text{пл}} = F_{\text{пл}} / F_{\text{к}}; K_{\text{л}} = F_{\text{л}} / F_{\text{к}}, \quad (\text{V.23})$$

где $K_{\text{спл}}$, $K_{\text{пл}}$, $K_{\text{л}}$ — соответственно коэффициенты сплошного распространения коллекторов, полулинз и линз; F — суммарная площадь зон распространения коллекторов; $F_{\text{спл}}$ — площадь зон сплошного распространения, т.е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон; $F_{\text{пл}}$ — площадь полулинз, т.е. зон, получающих одностороннее воздействие; $F_{\text{л}}$ — площадь линз, не испытывающих воздействия;

$$K_{\text{спл}} + K_{\text{пл}} + K_{\text{л}} = 1. \quad (\text{V.24})$$

На рис. 20 стрелками показаны направления воздействия вытесняющего агента на зоны коллекторов с разными условиями залегания.

Комплекс названных коэффициентов дает достаточно представительную картину макронеоднородности.

Для характеристики макронеоднородности пласта по площади применяются статистические числовые характеристики. Так, используются дисперсия σ^2 статистической совокупности с качественным признаком, с помощью которой оценивается пространственная выдержанность пластов:

$$\sigma^2 = \omega(1 - \omega), \quad (V.25)$$

где $\omega = N_i/N$; N_i — число скважин, вскрывающих коллектор; N — общее число пробуренных скважин.

В табл. 2 приведены вычисленные В.А. Бадьяновым значения для пластов горизонта Δ_1 по двум площадям Ромашкинского месторождения.

Для характеристики макронеоднородности горизонта Δ_1 в целом в пределах площади вычисляется

$$\sigma_{\text{ср}}^2 = (1 - \omega_{\text{ср}}),$$

где $\omega_{\text{ср}} = (\sum N_i / (\sum N))$.

Для приведенных в табл. 2 площадей $\sigma_{\text{ср}}^2$ соответственно равны 0,17 и 0,19. Следовательно, макронеоднородность горизонта Δ_1 на Миннибаевской площади несколько больше, чем на Альметьевской.

Во ВНИИнефти предложен ряд коэффициентов макронеоднородности по площади и по объему, производных от σ^2 или ω и $K_{\text{св}}$.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;

выявлять участки повышенной толщины коллекторов,

Таблица 2

Оценка выдержанности пластов горизонта Δ_1 по площади

Пласт	N_i	ω	σ^2	Пласт	N_i	ω	σ^2
<i>Альметьевская площадь</i>				<i>Миннибаевская площадь</i>			
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 $N = 401$.

возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;

определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;

обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;

прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;

подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

В процессе разработки залежей знание макронеоднородности способствует:

квалифицированному планированию и проведению промыслово-геологического контроля разработки;

оценке фактического охвата залежи процессом дренирования;

обоснованию и реализации технологических мероприятий по регулированию разработки для повышения их эффективности;

выбору идентичных, опытных и эталонных участков для проведения и оценки результатов опытно-промышленного испытания новых процессов разработки;

обоснованному группированию залежи при обобщении опыта их разработки.

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов. Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа — вероятностно-статистический, базирующийся на результатах изучения керна, и графический, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

Вероятностно-статистические методы обычно применяются при эмпирических гидродинамических расчетах. Из них наиболее распространен метод анализа характеристик распределения того или иного фильтрационно-емкостного свойства пород, слагающих продуктивные пласты.

Изучение законов распределения свойств нефтегазоносных пластов показало общность форм гистограмм и полигонов распределения одних и тех же свойств для различных геологических условий. Это свидетельствует о том, что статистические распределения значений признаков по интервалам существуют объективно и что эти распределения представляют характеристику структуры пород на микроуровне. Все разнообразие форм распределений свойств нефтегазоносных пластов сводится к пяти основным типам (рис. 30).

В результате теоретического анализа установлено, что пористость терригенных и карбонатных коллекторов подчиняется закону нормального распределения. Значения начальной нефтенасыщенности распределяются по еще не установленному закону, отличающемуся от закона нормального распределения. В распределении проницаемости отмечается резкая и даже крайняя левая асимметрия.

В связи с особой важностью изучения изменчивости проницаемости предприняты попытки свести эмпирическое распределение ее значений к какому-либо функционально-нормальному. В настоящее время при решении практических задач для описания распределения проницаемости чаще всего используют логарифмически нормальный закон.

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных величин, такие как

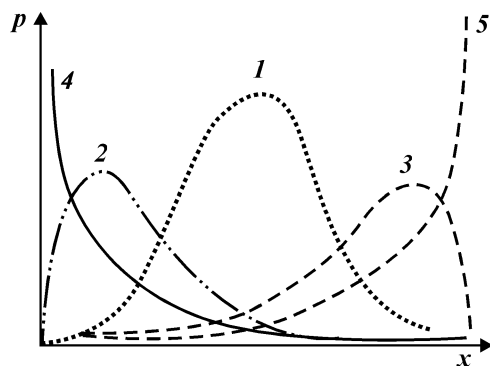


Рис. 30. Основные типы кривых распределения значений геологических признаков.

x — значения переменной величины; p — частота; распределение: 1 — симметричное, 2 — левонаклонное, 3 — правонаклонное, 4 — крайнеасимметричное, 5 — гиперболическое

среднее квадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (\chi_i - \chi)^2 \right] / (n - 1)}, \quad (\text{V.26})$$

коэффициент вариации

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

среднее абсолютное отклонение

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

вероятное отклонение

$$Q = (Q_3 - Q_1)/2; \quad (\text{V.29})$$

энтропия

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

где x_i – i -е значение признака; 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 частность, доля) значения x_i .

Необходимо четко представлять, что энтропия и остальные числовые характеристики отражают разные стороны неоднородности. Покажем это на следующем условном примере.

Допустим, что имеются три совокупности образцов карбонатных пород. В 1-ю совокупность входят образцы с открытой пористостью $k_{п.о.}$, имеющей только два различных значения, во 2-ю – образцы с пористостью, принимающей четыре разных значения, и в 3-ю – шесть разных значений.

Примем, что в каждой совокупности количество образцов с одинаковыми значениями пористости равно, т.е. равны относительные частоты таких образцов. Пусть также во всех трех совокупностях будут одни и те же интервалы изменения

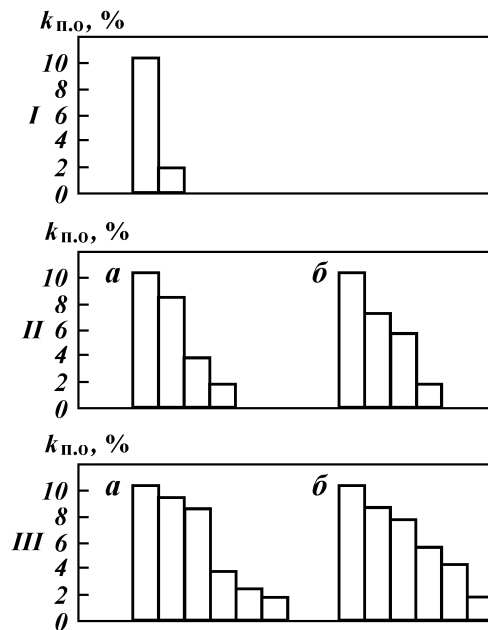


Рис. 31. Соотношение значений пористости $k_{п.о}$ образцов трех совокупностей: I, II, III – совокупности соответственно с двумя, четырьмя и шестью значениями пористости: а и б – варианты соотношения пористости во 2-й и 3-й совокупностях

пористости (т.е. размах R) и среднее значение $k_{п.о}$; $R = 8$; $k_{п.о} = 6$. Характеристики всех трех совокупностей с возможными вариантами (а и б) приведены на рис. 31 и в табл. 3.

От 1-й совокупности к 3-й $\sigma_{k_{п.о}}$ и $\omega_{k_{п.о}}$ убывают, а $H(k_{п.о})$ возрастает.

Таблица 3

Характеристики трех совокупностей образцов для условного примера

Совокупность		Число возможных значений $k_{п.о}$	Относительная частота возможных значений	Возможные значения $k_{п.о}$	$\sigma_{k_{п.о}}$	$\omega_{k_{п.о}}$	$H(k_{п.о})$
Номер	Вариант						
1	—	2	1/2	10	4,00	67	0,69
2	а	4	1/4	2	3,16	53	1,10
	б	4	1/4	2	3,05	51	1,10
3	а	6	1/6	2, 3, 4, 8, 9	3,11	52	1,79
	Б	6	1/6	2, 4, 5, 7, 8, 10	2,64	44	1,79

Рассмотренный пример раскрывает важное различие статистических характеристик геологической неоднородности. Энтропия H отражает неоднородность совокупности образцов по числу разных значений пористости, т.е. является прямой мерой неоднородности. Среднее квадратическое отклонение σ и коэффициент вариации ω отражают интенсивность неоднородности, т.е. являются ее опосредованной мерой.

В табл. 3 приведены характеристики интенсивности микронеоднородности терригенных отложений горизонта Δ_1 на некоторых площадях и месторождениях Татарии и Башкирии.

Из данных таблицы следует, что для терригенных коллекторов наиболее интенсивно изменяется проницаемость, наименее интенсивно — нефтенасыщенность. Вместе с тем неоднородность пород по проницаемости больше, чем по пористости.

Графически микронеоднородность отображают на детальных профилях и картах, характеризующих и макронеоднородность. В качестве примера приведен профиль на рис. 32,

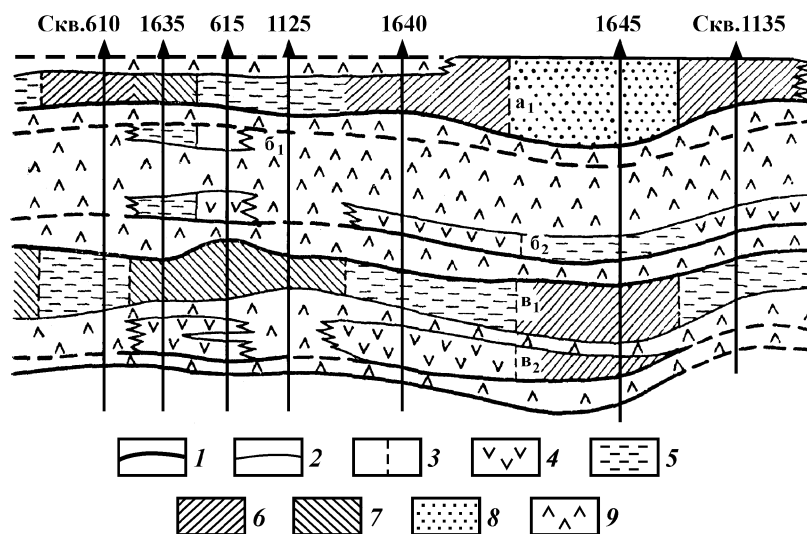


Рис. 32. Отображение макро- и микронеоднородностей на геологическом разрезе (на примере фрагмента горизонта XIII месторождения Узень).

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 — з — индексы пластов

где показано распределение проницаемости в пределах XIII горизонта месторождения Узень по толщине и по линии профиля. В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной серией скважин.

Поскольку геологический профиль не дает представления об изменении свойств пластов по площади, для каждого из них строят специальную карту.

На карту наносят граничные значения изучаемого свойства (проницаемость, пористость и др.) или изолинии значений изучаемого параметра, что позволяет показать их изменение по площади залежи.

На рис. 33 приведен фрагмент карты для одного из пла-

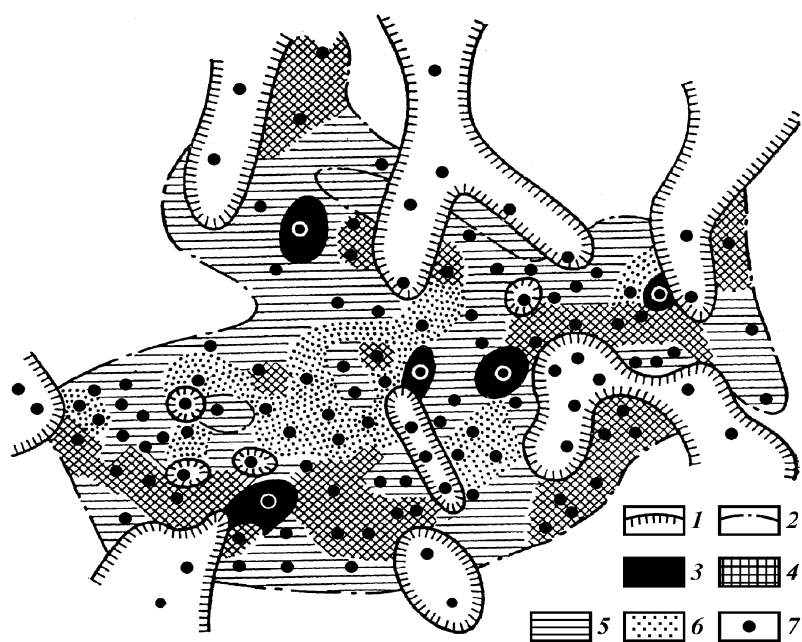


Рис. 33. Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта G_{2a} Павловского месторождения:

1 — граница зоны распространения коллекторов; 2 — внешний контур нефтеносности; коллекторы: 3 — непродуктивные; 4 — низкопродуктивные; 5 — среднепродуктивные; 6 — высокопродуктивные; 7 — скважины

тов Павловского месторождения Пермской области, на которой показано распространение коллекторов с разной продуктивностью. Из карты следует, что по периферии залежи пласт в основном сложен среднепродуктивными породами, в центре располагается зона высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

Серия таких карт, построенных для всех пластов продуктивного горизонта, дает объемное представление о характере изменения свойств пластов в пределах залежи.

Такие карты широко применяются при моделировании процессов фильтрации на ЭВМ для расчета технологических показателей и создания постоянно действующих динамических моделей.

Изучение микронеоднородности позволяет:

определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;

прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр.

§ 8. ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Составление адекватной модели залежи возможно лишь при наличии надежной детальной корреляции продуктивных разрезов пробуренных скважин.

В строении осадочной толщи, в том числе и продуктивных отложений, принимают участие породы, различающиеся по времени образования, литологическому составу, коллекторским свойствам и т.п. Эти породы располагаются в геологическом разрезе в определенной последовательности, при чередовании пачек, пластов, слоев с разными свойствами.

Выделение в разрезе и прослеживание по площади одноименных комплексов, горизонтов и пластов, выяснение условий их залегания, степени постоянства состава и толщины осуществляют с помощью корреляции разрезов скважин.

Корреляция основана на сопоставлении разрезов скважин. Сопоставление 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 осадконакопления. По биостратиграфическим признакам сопоставление разрезов скважин может производиться по макрофауне (брахиоподы, кораллы и др.), микрофауне (фораминиферы, диатомеи, остракоды и др.), палинологическим данным (спорово-пыльцевым комплексам).

К хроностратиграфическим признакам 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 другие, которые характерны для определенных промежутков времени накопления осадков.

Литогенетические признаки основаны на различиях литолого-коллекторской характеристики пород. 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 в целях стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования литолого-стратиграфических комплексов, выявления несогласий в залегании пород. Ведущую роль при этом играет биостратиграфическая идентификация сопоставляемых отложений. Результаты региональной корреляции используют при решении поисковых задач и в качестве основы для общей корреляции.

Общую корреляцию выполняют на более поздних стадиях разведочных работ в пределах месторождений с целью выделения в разрезах скважин одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных и маркирующих горизонтов. При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по всей вскрытой толщине от их устьев до забоев. Сопоставление ведется по биостратиграфическим и лито-

стратиграфическим признакам, получаемым при обработке кернa и по данным геофизических исследований (ГИС). Результаты общей корреляции используются при решении 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 границ продуктивного горизонта, определения расчлененности горизонта на 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 хроностратиграфическим и литостратиграфическим признакам, определенным по промыслово-геофизическим данным с привлечением результатов исследования кернa.

На разрабатываемых месторождениях при детальной корреляции за основу берутся материалы ГИС, которые комплексуются с данными, получаемыми при исследовании кернa, опробовании скважин и др. Чем шире комплекс привлекаемых данных, тем надежнее будет проведена детальная корреляция.

На основе детальной корреляции делаются все геологические построения, отображающие строение залежей нефти и газа. От правильного ее проведения 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. Основой детальной корреляции является выявление и **учет последовательности напластования пород.** Разрезы, сложенные осадочными образованиями, представляют собой чередование прослоев разного возраста и различного литолого-фациального состава.

При согласном залегании пород последовательность их напластования не нарушена, т.е. каждый вышележащий прослой отлагается непосредственно на нижележащем.

При несогласном залегании пород последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, дизъюнктивных нарушений с наруше-

нием сплошности пластов. Несогласное залегание проявляется в существенном различии углов наклона вышележащих и подстилающих слоев, выпадении из разреза отдельных прослоев, пластов, пачек или их частей или повторе в разрезе одних и тех же пачек пород.

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

В интервалах, внутри которых установлено несогласное залегание слоев, выявляются и прослеживаются границы несогласного залегания пород или другие нарушения.

Следующее положение, учитываемое при детальной корреляции, касается **расположения границ между разновозрастными прослоями**. Внутри интервалов разреза с согласным залеганием слоев при незначительном изменении толщин коррелируемых интервалов в разрезах скважин границы между разновозрастными прослоями примерно параллельны друг другу.

Если общая толщина продуктивного горизонта в целом меняется мало и в его пределах нет несогласий в залегании пород, границы составляющих его пластов и прослоев практически параллельны кровле и подошве продуктивного горизонта.

Преимущественная параллельность синхроничных границ свойственна большинству продуктивных горизонтов.

Если толщина всех прослоев интервала (и 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 может происходить изменение толщин отдельных слоев или пачек на локальных, ограниченных по площади участках, что приводит к некоторому отклонению от параллельного или веерообразного залегания их границ на этих участках. Увеличение толщины слоя обычно связано с повышением песчаности (в результате повышенной скорости отложения осадков), и, наоборот, уменьшение толщины обуславливается повышением глинистости пород (в результате меньшей скорости осадконакопления и более значительного уплотнения пород). При нормальном залегании пород такие аномальные отклонения в толщинах отдельных пластов часто наблюдаются при неизменной толщине горизонта в целом. Это связано с тем, что

уменьшение толщины одной части разреза компенсируется увеличением толщины другой его части.

Корреляция часто бывает затруднена из-за литолого-фациальной изменчивости по площади прослоев пород, слагающих горизонт. Особенно подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные пласты-коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться на коротких расстояниях алевролитами, глинистыми алевролитами, а нередко и глинами.

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

При детальной корреляции важное значение имеет **выделение в разрезе реперов и реперных границ**. Репером называется достаточно выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС. Иногда на диаграммах четко фиксируется только одна граница пласта (его подошва или кровля). Четко фиксируемая синхроничная поверхность пласта может быть принята в качестве **реперной границы**.

Хорошими реперами считаются пачки и прослои, представленные глинами, так как обычно они залегают на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности. На диаграммах ГИС они четко фиксируются по кавернограммам, кривым ПС, диаграммам микрозондов и радиокаротажа.

Наибольшей устойчивостью свойств могут обладать небольшие по толщине (до 10 м) прослои известняков, залегающие среди терригенных пород. Так, в западной и юго-восточной частях Татарии на огромной площади прослеживаются слои известняков толщиной 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. Наличие реперов и реперных границ – основа надежной корреляции.

Детальной корреляции способствует **учет ритмичности осадкообразования**, приводящей к последовательной смене пород разного литологического состава. Ритмичность 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 вверху по разрезу, а регрессивный — уменьшением.

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) преимущественно проницаемых прослоев-коллекторов и преимущественно непроницаемых разделов между ними.

Детальную корреляцию начинают с **выделения реперов и реперных границ**, которые позволяют установить характер напластования пород в изучаемом разрезе. Реперы или реперные границы необходимо выделять в пределах продуктивного горизонта, а также непосредственно выше его кровли и ниже подошвы.

Если в пределах продуктивного горизонта отмечено несогласное залегание слоев (что обычно фиксируется 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, фиксируемые на каротажных диаграммах всех пробуренных скважин. Эти реперы — основные. Обычно они бывают известны по результатам общей корреляции. 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 коррелируемой части разреза реперы этой категории вообще отсутствуют.

Ко II категории относят 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 проводить корреляцию достаточно уверенно.

К III категории относят реперы, которые прослеживаются в части скважин. Обычно это прослой небольшой толщины, фиксируемые на каротажных диаграммах по характерной конфигурации одной или нескольких кривых ГИС. Реперы I и II категорий наносят на литологические колонки сопоставляемых скважин с расчленением разрезов по типам пород.

После выделения реперов I и II категорий производят выбор опорного разреза. Опорным называется наиболее полный, четко расчлененный и характерный для площади разрез продуктивного горизонта в какой-либо скважине. На опорном разрезе должны четко выделяться все пласты продуктивного горизонта, реперы и реперные границы. Он используется в качестве эталонного при проведении детальной корреляции.

Для небольших и средних по размерам залежей обычно может быть подобран один опорный, характерный для всей исследуемой площади разрез. Для крупных залежей могут потребоваться два или больше опорных разрезов.

Проницаемым пластам-коллекторам, выделенным на опорном разрезе, присваиваются соответствующие индексы. Индексацию пластов в каждом районе производят исходя из сложившейся традиции. Например, в горизонте D_1 Ромашкинского месторождения выделяются (сверху вниз) пласты а, б, в, г, и д, в бобриковском горизонте Арланского месторождения выделяются пласты I, II, III, IV, V и VI.

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

При выделении двух или более опорных разрезов сопоставляемые скважины разделяют на группы, в каждую из которых включают скважины, разрезы которых наиболее полно отвечают тому или иному опорному разрезу.

Попарное сопоставление начинают с совмещения реперов I и II категорий, выделенных на каротажных диаграммах. По поведению толщины между реперами, полноте и расчлененности разреза сопоставляемой скважины по сравнению с опорным разрезом судят о характере напластования. Решению этого вопроса помогает выделение на опорном и сопоставляемом разрезах реперов III категории.

Совмещая одноименные реперы, устанавливают, какому проницаемому пласту опорного разреза в этом интервале соответствует проницаемый пласт сопоставляемого разреза. Одноименным пластам присваивают индексы, принятые для пластов опорного разреза.

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

В результате выясняется соотношение в продуктивном горизонте пластов-коллекторов и непроницаемых разделов между ними, выдержанность или прерывистость пластов-коллекторов и их частей и др.

Последовательное сопоставление выполняют путем построения корреляционной схемы. Обосновывается выбор линии корреляции (привязки). В качестве этой линии принимают кровлю или подошву одного из наиболее надежных реперов I или II категории. 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.

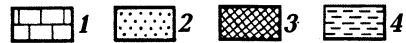
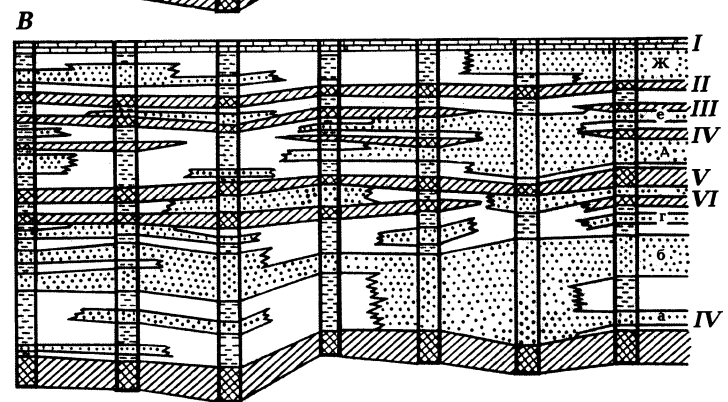
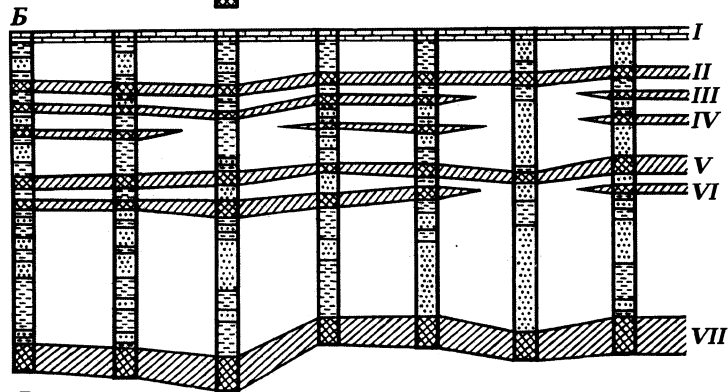
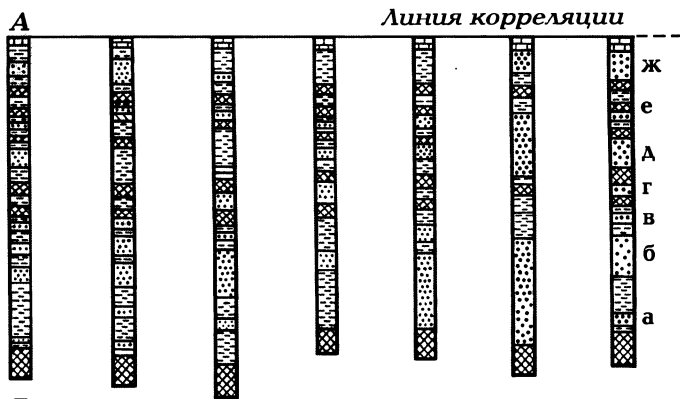
Если изменение толщины продуктивного горизонта связано с нарушением последовательности напластования (например, с размывом) в его верхней части, то за линию привязки принимают кровлю или подошву репера, расположенного ниже поверхности несогласия. При изменении толщины продуктивного горизонта за счет его нижней части (например, вследствие его несогласного залегания на подстилающих размывных 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 бумаги проводят горизонтальную линию привязки, перпендикулярно к которой на произвольных равных расстояниях наносят оси коррелируемых разрезов скважин. Вправо от осей вычерчивают в вертикальном масштабе 1:200 привязанные к линии корреляции наиболее информативные геофизические диаграммы скважин. Порядок построения корреляционных схем показан на рис. 34. Во избежание громоздкости рисунка геофизические диаграммы заменены на их основе литологическими разрезами.

На оси каждого разреза показывают интервалы залегания реперов и их индексы, положение кровли и подошвы непроницаемых прослоев и пачек, а также непроницаемых пластов и прослоев (рис. 34, А).

Затем приступают к прослеживанию одновозрастных (синхроничных) границ путем соединения прямыми линиями кровли и подошвы каждого выделенного репера (рис. 34, Б).



Вначале прослеживаются кровля и подошва реперов I категории, затем — II и III категорий. После этого проводят верхнюю и нижнюю границы горизонта — при согласном залегании прямыми линиями, при несогласном — волнистыми. При наличии внутри горизонта несогласия, связанного с размывом или перерывом в осадконакоплении, его поверхность также показывается волнистой линией. Линии дизъюнктивных нарушений выделяются вертикальными или наклонными прямыми линиями, проводимыми на половине расстояния между скважинами, находящимися по разные стороны нарушения.

Затем приступают к прослеживанию границ проницаемых пластов и прослоев. Положение кровли и подошвы каждого из них показывают прямыми линиями, примерно параллельными ранее проведенным линиям одновозрастных (синхроничных) границ (рис. 34, В).

Если в одной из скважин пласт сложен породами-коллекторами, а в соседней скважине они замещены породами-неколлекторами, то на половине расстояния между скважинами вертикальной ломаной линией показывают условную границу фациального замещения. При фациальном замещении части толщины пласта вертикальной ломаной линией показывают, какая часть пласта замещена.

При детальной корреляции нередко используются так называемые геолого-статистические разрезы.

Геолого-статистический разрез (ГСР) представляет собой кривую вероятностей появления коллектора в интервале продуктивного горизонта, построенную по данным разрезов скважин, пробуренных на изучаемой площади.

Геолого-статистический разрез горизонта может быть построен в пределах залежи в целом или для крупного фрагмента залежи при нормальном залегании пластов, подтверждаемом относительно небольшими колебаниями значений его общей толщины в скважинах, а также при нормальном залегании пластов, но с закономерным изменением толщины горизонта в некотором направлении.

Геолого-статистический разрез строят следующим образом. Разрезы продуктивного горизонта в его стратиграфиче-

Рис. 34. Пример построения корреляционной схемы.

А — расчленение разрезов скважин и привязка их к линии сопоставления; *Б* — прослеживание одновозрастных реперных границ; *В* — прослеживание одноименных пластов-коллекторов (песчаников). *1* — "верхний известняк"; *2* — песчаники; *3* — глины; *4* — глинистые алевролиты; *I–VII* — реперы трех категорий; *а–ж* — индексы пластов в опорной скважине

ских границах расчленяют по признаку коллектор — неколлектор и привязывают к корреляционной поверхности (кровле или подошве), принимаемой за горизонтальную плоскость.

По данным всех скважин определяют среднее значение толщины горизонта \bar{h} и разделяют ее на равные интервалы с шагом $h^* = 1-2$ м. Затем толщину горизонта в каждой скважине h_i расчленяют на то же количество интервалов. При этом шаг для каждой скважины h_i^* составляет: $h_i^* = (h_i / \bar{h})h^*$.

Границы между интервалами являются точками наблюдения. В каждой точке наблюдения устанавливают, какой породой — коллектором или неколлектором — представлен разрез в скважине на данной палеоглубине. Данные по всем скважинам представляют в виде графика, на оси ординат которого откладывают палеоглубину от корреляционной поверхности, а на оси абсцисс — долю скважин (%), в которых разрез на данной палеоглубине сложен коллекторами (рис. 35).

В результате получают дифференцированную кривую, на которой максимумами отмечают интервалы разреза, сложенные преимущественно коллекторами, и минимумами — интервалы, сложенные непроницаемыми породами. На геоло-

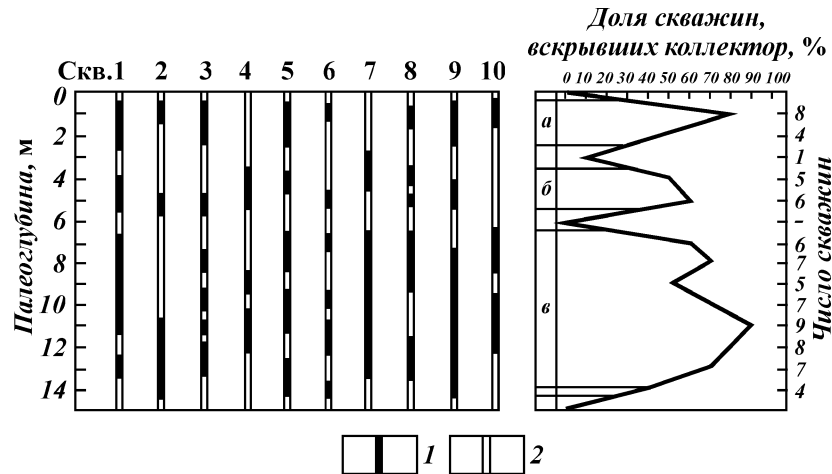


Рис. 35. Пример построения геолого-статистического разреза.

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

го-статистическом разрезе, представленном на рис. 35, 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 с помощью ЭВМ.

Рассмотрим примеры использования геолого-статистических разрезов при детальной корреляции.

При детальной корреляции важно установить, с чем связано начальное изменение общей мощности продуктивного горизонта. Достаточно уверенно решить эту задачу можно с помощью ГСР. Для этого разрезы скважин делят на несколько групп, различающихся общей толщиной продуктивного горизонта.

Для каждой выделенной группы строят ГСР, которые сравнивают между собой. На групповых ГСР с повышенной толщиной обычно можно четко видеть, за счет какой части разреза происходит увеличение общей мощности продуктивного горизонта. На рис. 36 показаны групповые ГСР продуктивных отложений яснополянского надгоризонта Арланского месторождения. Здесь выделены три

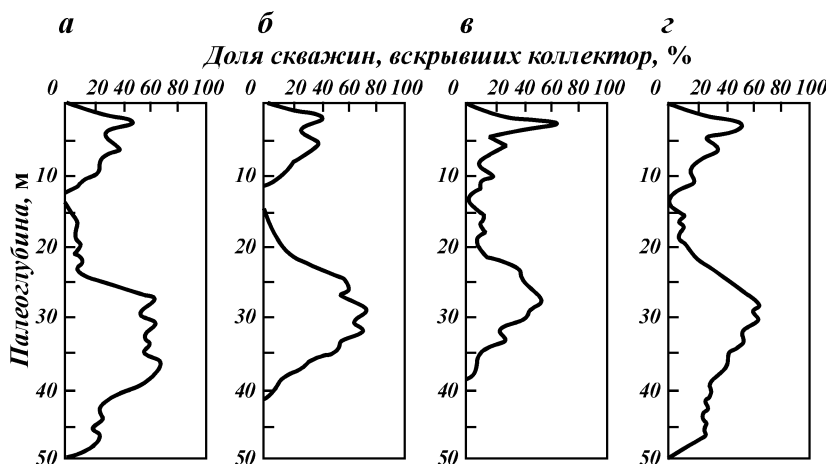


Рис. 36. Групповые геолого-статистические разрезы продуктивных отложений яснополянского надгоризонта Арланского месторождения.
Групповые разрезы по скважинам с толщиной продуктивных отложений, м: *а* — 42–49, *б* — 38–41,9, *в* — 31–37,9; *г* — сводный геолого-статистический разрез

группы скважин с толщиной продуктивного горизонта 42–49 м (24 скважины), 38–41,9 м (39 скважин) и 31–37,9 м (37 скважин). В качестве линии привязки принята кровля продуктивных отложений.

Отчетливо видно, что в верхней части продуктивного горизонта кривые ГСР имеют одинаковую конфигурацию и изменения толщины здесь не отмечается. В нижней части конфигурации кривых существенно различаются, причем можно видеть, что увеличение общей толщины происходит в результате увеличения толщины нижнего песчаного пласта (залегающего на размывтой поверхности подстилающих турнейских отложений).

Другой важный вопрос, который позволяют решать ГСР, – это выяснение степени выдержанности по площади проницаемых прослоев и разделов между ними. При детальной корреляции не всегда бывает ясно, прослеживаются отдельные прослои по всей площади или представляют собой ограниченные по размерам и не связанные друг с другом линзы.

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. Эти прослои не могут служить гидродинамическими экранами, и поэтому пластовое давление при его изменении в любой части продуктивного разреза хорошо перераспределяется как по вертикали, так и по горизонтали.

Модель 2 – переслаивание выдержанных по площади проницаемых прослоев и в такой же степени выдержанных по площади непроницаемых разделов между ними. Такие непроницаемые прослои могут служить гидродинамическими экранами, и при изменении пластового давления в одном проницаемом прослое его перераспределение между другими прослоями 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. При такой модели

разработка может происходить без перераспределения пластового давления между отдельными линзовидными проницаемыми прослоями и частями разреза.

Специальными исследованиями установлено, что к моделям 1 относятся интервалы ГСР с долей скважин, вскрывших коллектор, более 70 %. В пределах этих интервалов непроницаемые прослои, выделенные в разрезах соседних скважин, не коррелируются и изображаются в виде изолированных линз.

Интервалы ГСР с долей скважин, вскрывших коллектор, 30–70 % относятся к модели 2, и в их пределах все проницаемые и непроницаемые прослои, вскрытые соседними скважинами, должны коррелироваться между собой.

Если доля скважин, вскрывших в рассматриваемом интервале 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.

В реальных продуктивных горизонтах и эксплуатационных объектах иногда весь разрез соответствует одной схеме модели. Например, на Мухановском месторождении I объект разработки (пласт С-I) целиком соответствует модели 1 (рис. 37), и при его разработке вытеснение нефти водой происходит за счет подъема ВНК практически по всей площади залежи.

До последнего времени детальная корреляция продуктивных разрезов скважин в основном проводилась "вручную". К сожалению, промысловым геологам не всегда удавалось с ее помощью проводить достаточно надежную корреляцию при большой макронеоднородности продуктивных горизонтов. В таких случаях нередко утерждалось, что изучаемый горизонт детальной корреляции не поддается. Соответственно фактически не обеспечивалась возможность составления адекватной модели залежи, что приводило к ошибкам выбора системы разработки и организации управления процессами разработки.

Наряду с этим даже при владении методикой детальной корреляции физически не удавалось выполнить ее "вручную" по крупным месторождениям, где пробурены тысячи и десятки тысяч скважин.

Поэтому в последние годы некоторыми специалистами — В.Ф. Гришкевичем, И.С. Гутманом, В.А. Бадьяновым, Т.А. Бохановым и другими велись исследования по созданию автоматизированных методов расчленения и детальной корреляции продуктивных разрезов скважин с помощью ЭВМ.

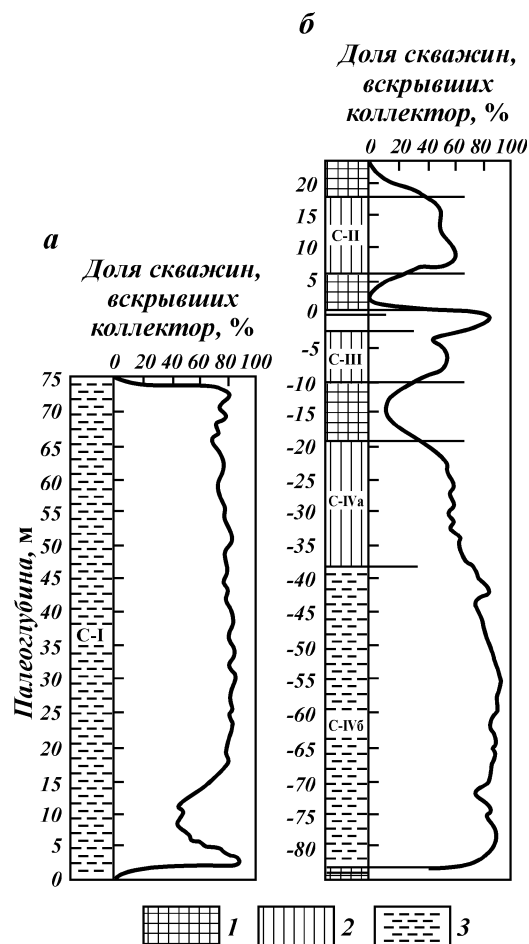


Рис. 37. Геолого-статистические разрезы.

Объекты разработки Мухановского месторождения: а – I (пласт С-1), 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

Наиболее детальную корреляцию с выделением и прослеживанием прослоев небольшой толщины обеспечивает программа, разработанная в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина под руководством И.С. Гутмана с участием сотрудников МГУ и Института прикладной математики.

Предложенная программа реализует подход, при котором процесс детальной корреляции полностью автоматизирован. Это обеспечивает большую надежность выполняемых процедур при огромном быстродействии программы – массив из 3500 скважин с толщиной разреза до 200 м может быть де-

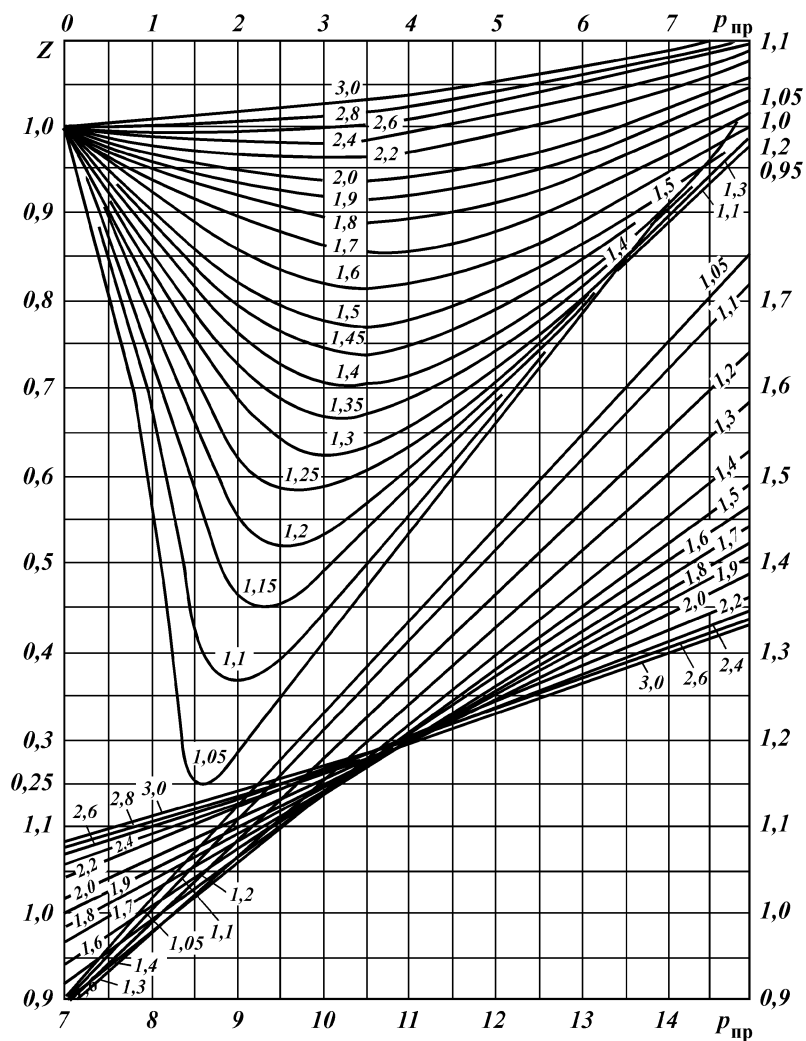


Рис. 38. Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z углеводородного газа от приведенных псевдокритических давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ (по Г. Брауну). Шифр кривых — значения $T_{пр}$

тально откоррелирован в зависимости от класса машин за 10–12 часов.

Программа ориентирована на использование IBM Pentium II, обеспечивающей связь с другими программами (построение

профилей, карт и т.п.). Она предусматривает одновременную обработку по скважине комплекта из шести и более геофизических диаграмм, оценку дифференцированности формы каждой из кривых и выбор наиболее представленных кривых.

Алгоритм программы основан на опыте выполнения детальной корреляции вручную. Программа предусматривает проведение детальной корреляции в два этапа.

На первом этапе строится корреляция всех пар скважин по всему коррелируемому разрезу. При этом обеспечиваются применение при выборе корреляционных пар скважин принципа триангуляционных сетей и постоянная проверка получаемых результатов с включением в процесс уже откоррелированных скважин. При неправильном соединении интервалов разрезов программа вносит коррективы.

На втором этапе, после выполнения всех парных корреляций, программа обеспечивает процесс проверки их согласованности и строит схему детальной корреляции (рис. 38). Схема может быть построена по любому количеству скважин по всему разрезу или только с выделением пластов-коллекторов (на основе индексации этих пластов в одной из скважин).

Все это выполняется в автоматическом режиме.

Глава VI СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

§ 1. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ

Свойства углеводородов (УВ) в пластовых условиях весьма разнообразны. Наряду с условиями залегания пород-коллекторов они во многом определяют природные энергетические возможности залежей, выбор методов искусственного воздействия на пласты и систем разработки, характер динамики годовых показателей разработки, возможную степень извлечения запасов из недр и др.

Свойства и состояние УВ зависят от их состава, давления и температуры в пластах. В залежах они находятся в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных сме-

сей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление, а иногда и температура непрерывно меняются, что может сопровождаться 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 эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) ($C_n H_{2n+2}$), нафтенового ($C_n H_{2n}$) и в меньшем количестве ароматического ($C_n H_{2n-6}$) рядов. В поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} — газы, от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ — жидкости, 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 в виде газовой шапки над нефтью в повышенной части структуры. При этом часть жидких УВ нефти может находиться в виде паров также и в газовой шапке. При высоком давлении в пласте плотность газа становится весьма большой (приближается по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти ($C_5H_{12} + C_6H_{14}$). Иногда нефть оказывается полностью растворенной в газе. При извлечении такого газа на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенная в нем нефть выпадает в виде конденсата.

Если количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, то газ полностью находится в растворенном состоянии в нефти, и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком виде.

При извлечении нефти на поверхность в результате снижения давления растворенный газ выделяется в виде газовой фазы.

С учетом сказанного 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).

§ 2. ПЛАСТОВЫЕ НЕФТИ

Состав нефтей. Как уже отмечалось, нефть состоит преимущественно из углеводородных соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов.

В состав нефти входят также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот, т.е. нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и др. Хотя их содержание в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения нефти при разработке залежей.

Нефти содержат от долей процента до 5–6 % серы. Она присутствует в них в виде свободной серы, сероводорода, а также сернистых соединений и смолистых веществ — меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и др.

По содержанию серы нефти делятся на малосернистые (содержание серы не более 0,5 %), сернистые (0,5–2,0 %), высокосернистые (более 2 %).

Асфальтосмолистые вещества нефти — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений непостоянного состава. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях колеблется в пределах от 1 до 40 %. Наибольшее их количество 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 — парафинов $C_{17}H_{36}$ – $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ – $C_{55}H_{122}$. Температура плавления первых 27–71 °С, вторых — 65–88 °С. Нефти относят к малопарафинистым при содержании парафина менее 1,5 % по массе, к парафинистым — 1,5–6,0 % по массе, к высокопарафинистым — более 6 %.

В отдельных случаях содержание парафина превышает 25 %. При температуре его кристаллизации, близкой к пластовой, реальна возможность выпадения парафина в пласте в твердой фазе при разработке залежи.

Физические свойства нефтей. Нефти разных пластов одного и того же месторождения и тем более разных месторождений могут отличаться друг от друга. Их различия во многом определяются их газосодержанием.

Все нефти в пластовых условиях содержат в растворенном (жидком) состоянии газ.

Газосодержание пластовой нефти — это объем газа V_r , растворенного в 1 м пластовой нефти $V_{п.н.}$:

$$G = V_r/V_{п.н.} \quad (VI.1)$$

Газосодержание пластовой нефти выражают в $\text{м}^3/\text{м}^3$. Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре, называется растворимостью газа γ . Газосодержание 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. 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 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и более, обычное его значение для большинства нефтей 30—100 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8—10 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Промысловым газовым фактором Г называется количество газа в 1 м^3 (т) добытой 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 газовой фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Значение промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Если при разработке в пласте газ не выделяется из нефти, то газовый фактор близок к газосодержанию пластовой нефти.

Давлением насыщения пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, их состава и пластовой температуры.

Давление насыщения может быть равным природному пластовому давлению или быть меньше его. Разница между пластовым давлением и давлением насыщения может колебаться от нуля до десятков мегапаскалей. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором — недо-насыщена. Пробы нефти, отобранные с разных участков одной залежи, могут характеризоваться различными значениями давления насыщения. Так, на Туймазинском месторождении в Башкирии оно меняется от 8 до 9,4 МПа. Это связано с различием в свойствах нефти и газа в пределах площади.

Сжимаемость пластовой нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости)

$$\beta_n = (1/V_0)(\Delta V/\Delta p), \quad (\text{VI.2})$$

где V_0 — исходный объем нефти; ΔV — изменение объема нефти; Δp — изменение давления.

Размерность β_n — $1/\text{Па}$, или Па^{-1} .

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объема нефти при снижении давления на единицу. Значение его для большинства пластовых нефтей лежит в диапазоне $(1\div 5)10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$. Сжимаемость нефти наряду со сжимаемостью воды и коллекторов проявляется главным образом при разработке залежей в условиях постоянного снижения пластового давления.

Коэффициент теплового расширения α_n показывает, на какую часть ΔV первоначального объема V_0 изменяется объем нефти при изменении температуры на 1°C :

$$\alpha_n = (1/V_0)(\Delta V/\Delta t). \quad (\text{VI.3})$$

Размерность α_n — $1/^\circ\text{C}$. Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах $(1\div 20)10^{-4} 1/^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплового расширения нефти необходимо учитывать при разработке залежи в условиях нестационарного термогидродинамического режима при воздействии на пласт различными холодными или горячими агентами. Его влияние сказывается как на условиях текущей фильтрации

нефти, так и на значение конечного коэффициента извлечения нефти. Особенно важную роль коэффициент теплового расширения нефти играет при применении тепловых методов воздействия на пласт.

Объемный коэффициент пластовой нефти b_n показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м^3 дегазированной нефти:

$$b_n = V_{\text{пл.н}}/V_{\text{дег.н}}, \quad (\text{VI.4})$$

где $V_{\text{пл.н}}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег.н}}$ — объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Объем нефти в пластовых условиях больше объема в нормальных условиях в связи с наличием газа, растворенного в нефти.

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда достигают 2–3. Наиболее характерна величина 1,2–1,8.

Объемный коэффициент пластовой нефти учитывается при определении геологических запасов нефти методом материального баланса и коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей на режимах, связанных с расходом естественной энергии пласта. Этот параметр широко используется также при анализе разработки залежей, при определении объема пласта, который занимала добытая нефть.

При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью так называемого пересчетного коэффициента θ .

Пересчетный коэффициент

$$\theta = 1/b = V_{\text{дег.н}}/V_{\text{пл.н}}.$$

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. По плотности пластовые нефти делятся на легкие с плотностью менее $0,850 \text{ г/см}^3$ (например, нефти девонских залежей в Татарии) и тяжелые с плотностью более $0,850 \text{ г/см}^3$ (нефти залежей в каменноугольных отложениях в том же районе). Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким. Известны нефти, плотности которых в пласте всего $0,1–0,4 \text{ г/см}^3$.

Вязкость пластовой нефти μ_n , определяющая степень подвижности нефти в пластовых условиях, существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенными и газосодержанием, и пластовой температурой, а также плотностью нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. 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 нефти измеряется в мПа·с. Различают пластовые нефти с незначительной вязкостью ($\mu_n < 1$ мПа·с), маловязкие ($1 < \mu_n < 5$ мПа·с), с повышенной вязкостью ($5 < \mu_n < 30$ мПа·с) и высоковязкие ($\mu_n > 30$ мПа·с).

Например, вязкость нефтей залежей в верхнемеловых отложениях Северного Кавказа 0,2–0,3 мПа·с; в девонских отложениях Татарии, Башкирии, в меловых отложениях Татарии, Башкирии и Пермской области — 5–30 мПа·с; в сеноманских отложениях Русского месторождения в Западной Сибири — 300 мПа·с; в Ярегском месторождении — 2000–22 000 мПа·с.

Вязкость пластовой нефти — очень важный параметр, от которого существенно зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющей ее воды — один из важнейших показателей, определяющий условия извлечения нефти из залежи с применением заводнения и темпы обводнения скважин.

При значительном содержании в нефти парафина, асфальтенов и смол нефть приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения в ней пространственной структуры, образованной коллоидными частицами названных компонентов. Процесс образования и упрочнения 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 градиентов давления. При небольших градиентах проводимость песчаников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких. Проявлением структурно-механических свойств нефтей в ряде случаев могут быть объяснены низкое нефтеизвлечение, быстрое обводне-

ние добывающих скважин, неравномерность профилей притока.

Колориметрические свойства нефти характеризуются коэффициентом светопоглощения $K_{\text{сп}}$. Они зависят от содержания в нефти окрашенных веществ (смол, асфальтенов). Специальными исследованиями установлено, что слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях 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:

$$I_t = I_0 I^{-K_{\text{сп}} C^l}, \quad (\text{VI.5})$$

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. Значение $K_{\text{сп}}$ зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества, температуры раствора.

$K_{\text{сп}}$ определяется при помощи фотоколориметра. Фотоколориметрия — один из методов изучения изменения свойств нефти в пределах изменяющегося (текущего) объема залежи или месторождения. Контроль за значением $K_{\text{сп}}$ нефти в процессе разработки позволяет при определенных условиях контролировать перемещение нефти в пластах.

Значения коэффициента светопоглощения на Бавлинском месторождении колеблются в диапазоне 190–450, на Ромашкинском месторождении в пластах а, б, в девонской залежи — 200–350, а в нижележащих пластах г и д — 400–500. На Западно-Сургутском месторождении значение этого коэффициента меняется в пласте БС₁ от 300 до 550, а в пласте БС₁₀ — от 120 до 310.

Для нефтяных залежей в их природном виде характерно закономерное изменение в большей или меньшей мере основных свойств нефти в объеме залежи: увеличение плотности, вязкости, 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.

Одновременно в указанных направлениях уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворенного газа. Так, на месторождении Календо (о-в Сахалин) газовый фактор меняется от 70 до 49 м³/т, плотность нефти — от 0,830 до 0,930 г/см³.

В процессе разработки большинства залежей в связи с изменением термодинамических условий свойства нефти могут претерпевать изменения. Поэтому для контроля изменения свойств нефтей в процессе разработки необходимо знать закономерности изменения этих свойств по объему залежи до начала разработки. Эти закономерности, как правило, отображаются на специальных картах изолиниями (карты плотности, газосодержания, $K_{сп}$ и др.).

Физические свойства пластовых нефтей исследуют в специальных лабораториях по глубинным пробам, отобранным из скважин герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при давлении, равном начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и постепенно снижающемся давлении. В итоге строят графики изменения различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры. Эти графики используют при решении геолого-промысловых 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 . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот N, углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , гелий He, аргон Ar.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из C_{5+} высш.

3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Компонентный состав природного газа трех месторождений приведен в табл. 5.

Таблица 5

Компонентный состав, % по объему, газов некоторых месторождений

Месторождение	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅₊ выс
Газлинское (сухой газ)	97,2	1,3	0,9	0,47	0,13
Вуктыльское (газоконденсат)	71,8	8,7	3,9	2,8	12,8
Мухановское (попутный газ)	32,1	20,2	23,6	10,6	13,5

Газ, в составе которого УВ (С₃, С₄) составляют не более 75 г/м³, называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше 150 г/м³) газ называют жирным.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху.

Молекулярная масса природного газа

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i, \quad (\text{VI.6})$$

где M_i — молекулярная масса i -го компонента; X_i — объемное содержание i -го компонента, доли ед.

Для реальных газов обычно $M = 16 - 20$.

Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле

$$\rho_r = M/V_M = M/24,05, \quad (\text{VI.7})$$

где V_M — объем 1 моля газа при стандартных условиях.

Обычно значение ρ_r находится в пределах 0,73 — 1,0 кг/м³.

Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{r,v}$, равной отношению плотности газа ρ_r к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\rho_{r,v} = \rho_r/\rho_v. \quad (\text{VI.8})$$

Если ρ_r и ρ_v определяются при стандартных условиях, то $\rho_v = 1,293$ кг/м³ и $\rho_{r,v} = \rho_r/1,293$ кг/м³.

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между давлением, объемом и температурой.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона — Менделеева:

$$pV = NRT,$$

где p — давление; V — объем идеального газа; N — число

киломолей газа; R – универсальная газовая постоянная; T – температура.

Эти уравнения применимы для идеальных газов.

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона – Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = ZNRT, \quad (\text{VI.9})$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

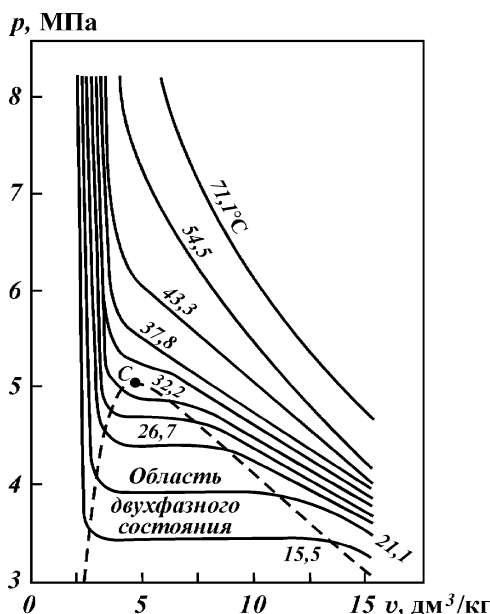
Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_{\text{и}}$ газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре):

$$Z = V/V_{\text{и}}. \quad (\text{VI.10})$$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна (см. рис. 38). Для пользования графиком необходимо знать так называемые приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру. Суть этих понятий состоит в следующем.

Объем углеводородных газов меняется в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с рис. 39. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Отрезок справа от пунктирной линии соответствует газовой фазе, участок под пунктирной линией – двухфазной газожидкостной области и отрезок 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. Точка C 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 в жидкость ни при каком давлении. Критическим давлением называется дав-

Рис. 39. Диаграмма фазового состояния чистого этана (по Ш.К. Гиматудинову):
 v — удельный объем; p — давление



ление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние.

С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, 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 сверхсжимаемости Z реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь, находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются псевдокритическим давлением $p_{\text{пкр}}$ и псевдокритической температурой $T_{\text{пкр}}$. Они определяются из соотношений:

$$p_{\text{пкр}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{кри}i} X_i, \quad (\text{VI.11})$$

$$T_{\text{пкр}} = \sum_{i=1}^n T_{\text{кри}i} X_i, \quad (\text{VI.12})$$

где $p_{\text{кри}i}$ и $T_{\text{кри}i}$ — критические давление и температура i -го компонента; x_i — доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Приведенные псевдокритические давление и температура, необходимые для пользования графиком Брауна, представляют собой псевдокритические значения, приведенные к конкретному давлению и температуре (к пластовым, стандартным или каким-либо другим условиям):

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{пкр}i} \quad (\text{VI.13})$$

$$T_{\text{пр}} = T/T_{\text{пкр}i} \quad (\text{VI.14})$$

где p и T — конкретные давление и температура, для которых определяется Z .

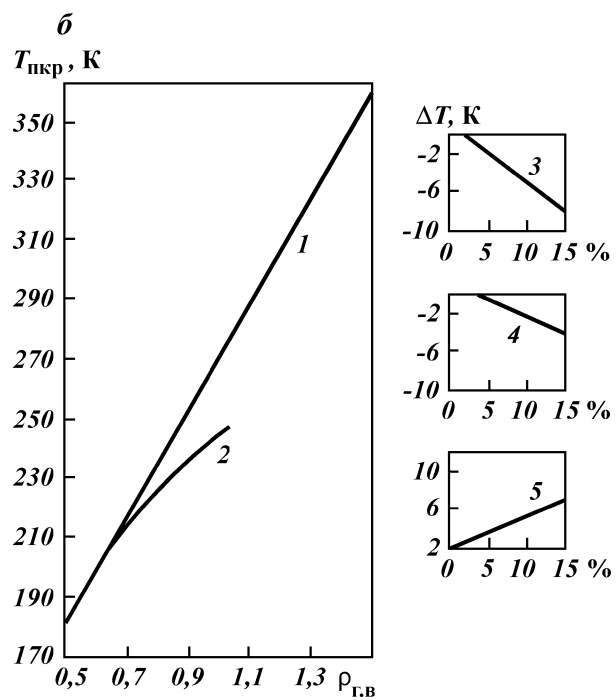
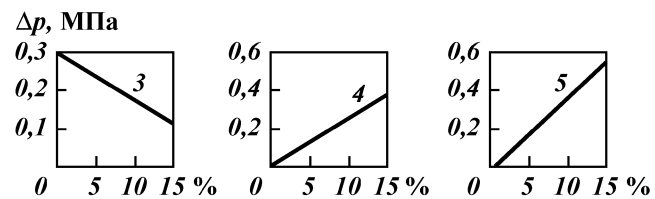
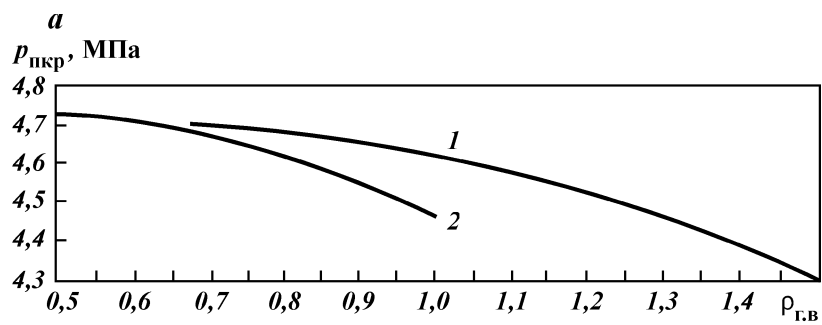
Если состав газа неизвестен, то его псевдокритические давление и температуру определяют по графикам (рис. 40). В том случае, когда в газе содержатся H_2S , N_2 и CO_2 , в значения, снятые с этих графиков, вводят поправки с соответствующим знаком. Если углеводородных компонентов в газе более 15 %, графиками на рис. 40 пользоваться не рекомендуется.

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется при подсчете запасов газа, прогнозировании изменения давления в газовой залежи и решении других задач.

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и видов (см. раздел 4 настоящей главы), вследствие чего содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры. Отношение количества водяных паров (в долях единицы или процентах), находящихся в газе, 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. Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа (г/м^3 или г/кг), называют абсолютной влажностью.

Рис. 40. Графики зависимости псевдокритических давления $p_{\text{пкр}}$ (а) и температуры $T_{\text{пкр}}$ (б) от плотности углеводородных газов по воздуху $\rho_{\text{г.в}}$ (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



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. В присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается.

Объемный коэффициент пластового газа b_g , представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях $V_{плг}$ к объему того же количества газа $V_{стг}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона – Менделеева:

$$b_g = V_{плг}/V_{стг} = Z(p_{ст}T_{пл})/(p_{пл}T_{ст}), \quad (VI.15)$$

где $p_{пл}$, $T_{пл}$, $p_{ст}$, $T_{ст}$ – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение 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 ($C_{6+высш.}$), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является **конденсатно-газовый фактор**, показывающий содержание сырого конденсата ($см^3$) в $1 м^3$ отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором, – это количество газа ($м^3$), из которого добывается $1 м^3$ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25 000 $м^3/м^3$.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ – пентана и высших ($C_{6+высш.}$). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне 40–200 °С. Молекулярная масса 90–160. Плотность стабиль-

ного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см³/м³), средним (150–300 см³/м³), высоким (300–600 см³/м³) и очень высоким (более 600 см³/м³).

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как **давление начала конденсации**, т.е. давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газа в виде жидкости. 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. При этом в пласте начнет выделяться конденсат, что приведет к потерям ценных УВ в недрах. Это надо учитывать при подсчете запасов и определении показателей проектов разработки. Исследования газоконденсатных залежей нужно производить с самого начала освоения залежи. При этом необходимо устанавливать:

- состав пластового газа и содержание в нем конденсата;

- давление начала конденсации УВ в пласте и давление максимальной конденсации;

- фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях;

- количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температуре;

- 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, газосепараторах и газопроводах.

О свойствах газа и газоконденсата в пластовых условиях обычно судят на основании данных об их свойствах 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 следует учитывать, что этот метод недостаточно точен.

Гидраты газов 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 как бы раздвига-

ются молекулами газа — плотность воды в гидратном состоянии возрастает до $1,26-1,32 \text{ см}^3/\text{г}$ (плотность льда $1,09 \text{ см}^3/\text{г}$).

Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа.

Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешним давлением и температурой и выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах $p-T$ (рис. 41). 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 природных газов составляет от $0,9$ до $1,1 \text{ г}/\text{см}^3$.

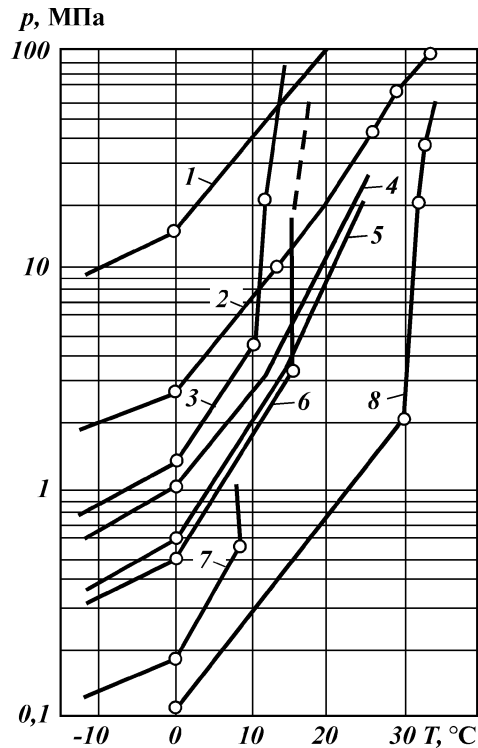


Рис. 41. Диаграмма гетерогенного состояния газов (по Ю.Ф. Макогону):
 1 — N₂; 2 — CH₄; 3 — CO₂;
 природная газовая смесь с
 относительной плотностью
 по воздуху: 4 — 0,6, 5 — 0,8;
 6 — C₂H₆; 7 — C₃H₈; 8 —
 H₂S

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 покрышки: они сами являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи нефти и свободного газа. Газогидратная залежь внизу может контактировать с пластовой подошвенной водой, газовой залежью или непроницаемыми пластами.

Присутствие гидратов в разрезе можно обнаружить стандартными методами каротажа. Гидратсодержащие пласты характеризуются:

- незначительной амплитудой ПС;
- отсутствием или малым значением приращения показаний микроградиент-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 принцип перевода газа в залежи из гидратного состояния в свободное и отбора его традиционными методами с помощью скважин. Перевести газ из гидратного состояния в свободное можно путем 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 их специфические особенности, 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 залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам. Чтобы разобраться, какая вода появилась в пласте и скважинах, промысловый геолог должен хорошо знать, в каких видах она может залегать в недрах нефтяных и газовых месторождений, и ее свойства.

Формы залегания 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. 42). В субкапиллярных пустотах вода обволакивает минеральные частицы и как бы входит в состав минералов. На поверхности минерального основания 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. Слой адсорбированной

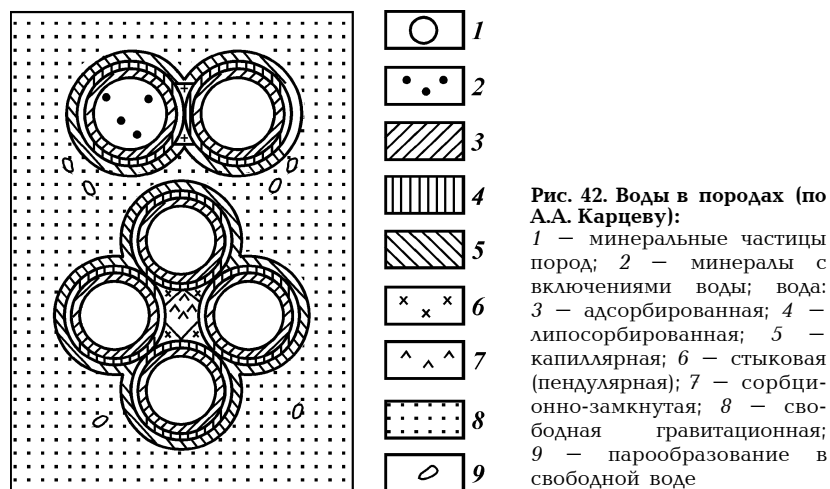


Рис. 42. Воды в породах (по А.А. Карцеву):
 1 — минеральные частицы породы; 2 — минералы с включениями воды; вода: 3 — адсорбированная; 4 — липосорбированная; 5 — капиллярная; 6 — стыковая (пендулярная); 7 — сорбционно-замкнутая; 8 — свободная гравитационная; 9 — парообразование в свободной воде

воды покрывается слоем рыхлосвязанной 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 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 залежей. Субкапиллярная часть капиллярной 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 (инфильтрационные и элизионные воды). Инфильтрационные воды попадают в фильтрационные водонапорные системы за счет поступления атмосферных осадков, речных, озерных и морских вод. Проникая в пласты-коллекторы, они движутся от зоны питания к зоне разгрузки.

Элизионные воды — это воды, попадающие в водоносные или нефтеносные пласты (горизонты) в элизионных водонапорных системах вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород-неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке (см. главу VII).

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.

Виды вод нефтяных и газовых месторождений. С позиций промысловой геологии воды нефтяных и газовых месторождений делятся на собственные, чуждые и техногенные (искусственно введенные в пласт).

К собственным относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазонасном пласте (горизонте).

Понятие “остаточные воды” рассмотрено выше (см. § 4 главы V).

Собственные пластовые воды — один из основных природных видов вод месторождений УВ. Они подразделяются на контурные (краевые), подошвенные и промежуточные.

Контурными называются воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи. Вода, залегающая под ВНК (ГВК), называется подошвенной. К промежуточным относятся воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

К чужим (посторонним) относятся воды верхние и нижние, грунтовые, тектонические.

Верхними называются воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а нижними — воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже его.

К грунтовой относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность.

Тектоническими называют воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

Положение грунтовых пластовых и тектонических вод в разрезе месторождения схематично показано на рис. 43.

Искусственно введенными, или техногенными, называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.

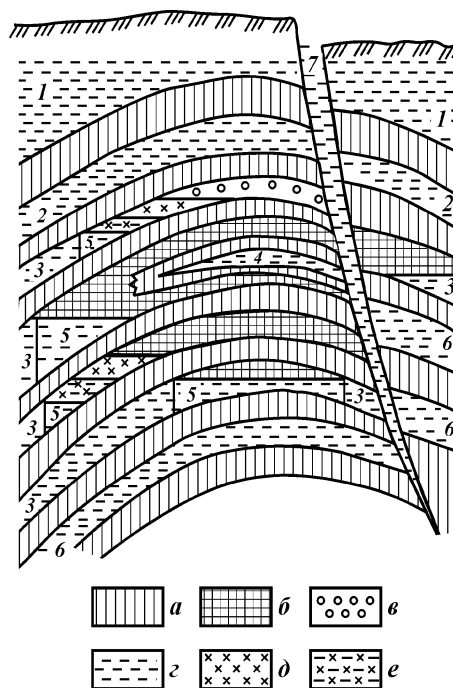
Основную массу природных вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды.

Состав и свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в дренируемом пласте. Поэтому их значение позволяет намечать 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.

Химическая классификация подземных вод. Под химическим составом воды понимают состав растворенных в ней химических веществ. Существует ряд химических классифи-

Рис. 43. Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения:

a — непроницаемые породы; *б* — нефть; \cdot — газ; вода: „ — минерализованная; *г* — 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



каций подземных вод (С.А. Щукарева, О.А. Алекина, Ч. Пальмера, В.И. Вернадского и др.). Среди нефтяников общее признание получила классификация В.А. Сулина. Она основана на генетическом принципе, согласно которому формирование химического состава вод происходит в определенных природных условиях (континентальных, морских, глубинных) и вследствие процессов взаимодействия вод с породами или вод различного генезиса между собой. При этом происходит их обогащение специфическими компонентами.

В основу классификации положены три основных коэффициента, в %-экв/л: $r Na/r Cl$, $(r Na - r Cl)/r SO_4$, $(r Cl - r Na)/r Mg$. Буква перед химическим символом иона означает, что содержание данного иона выражено в эквивалентной форме.

Пользуясь этими коэффициентами, выделяют четыре генетических типа вод (табл. 6).

При небольших отклонениях коэффициентов от единицы, т.е. в зонах перехода от одного типа к другому, воды следует относить к переходным типам.

Классификация подземных вод по В.А. Сулину

Тип вод	rNa/rCl	$\frac{rNa-rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$
I – сульфатно-натриевый	> 1	< 1	–
II – гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1	–
III – хлоридно-кальциевый	< 1	–	> 1
IV – хлоридно-магниевый	< 1	–	< 1

Каждый тип вод по преобладающему аниону делится на три группы – хлоридную, сульфатную и гидрокарбонатную. По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы – натриевую, магниевую и кальциевую. Подгруппу следует выделять лишь в том случае, если преобладающий катион соединяется с преобладающим анионом, а не с другими.

Физические свойства пластовых вод. Минерализацией воды называется суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов, выражаемое в г/100 или в г/л раствора. Минерализация вод нефтяных и газовых месторождений меняется в очень широких пределах – от менее 1 г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы). Она определяется наличием шести главных ионов (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}).

Значительно распространены в водах также 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 их физические свойства (плотность, вязкость, поверхностное натяжение, электропроводность и др.).

Для нефтегазопромысловой геологии существенно то, что минерализованные воды имеют повышенную отмывающую способность нефтяных пластов-коллекторов. 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 прискважинной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5–2,0 м³/м³, обычно оно равно 0,2–0,5 м³/м³. В составе водора-

створенного газа преобладает метан, затем следует азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды их растворимость уменьшается.

Сжимаемость воды — обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Значение коэффициента сжимаемости колеблется в пределах $(3\div 5)10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$. Сжимаемость воды, содержащей растворенный газ, увеличивается; сжимаемость минерализованной воды уменьшается с увеличением концентрации солей. Это свойство играет существенную роль при формировании режимов залежей.

Объемный коэффициент пластовой воды нефтяных и газовых месторождений V_v зависит от минерализации, химического состава, газосодержания, пластовых давления и температуры и колеблется от 0,8 до 1,2. Наиболее влияют на его величину пластовая температура и минерализация.

Плотность пластовой воды зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. В большинстве случаев она меньше плотности в поверхностных условиях (не более чем на 20 %), 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.

Поверхностное натяжение пластовой воды, т.е. свойство ее 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 залежей с заводнением — уменьшение поверхностного натяжения повышает ее вымывающую способность, что способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти водой.

Электропроводность воды зависит от ее минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хоро-

шим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом·м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для интерпретации материалов электрометрии 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.

Техногенные воды по своим свойствам обычно отличаются по минерализации от пластовых. Они менее минерализованы. Исходя из экологических соображений, там, где это возможно, для нагнетания в пласт используют воду, попутно добываемую вместе с нефтью, в полном ее виде или в смеси с поверхностной водой. В результате в состав попутной воды могут входить пластовая и ранее закачанная вода.

Глава VII

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Все залежи углеводородов обладают большим или меньшим запасом различных видов энергии для перемещения нефти и газа к забоям скважин. Потенциальные возможности залежей в этом плане зависят от разновидностей природных режимов залежей. В проявлении режимов большее место занимают значение начального пластового давления и поведение давления в процессе разработки.

§ 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 в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном — вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор 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 — поступление в скважину нефти, газа — протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт — скважина:

$$p_{\text{пл}} = h\rho g, \quad (\text{VII.1})$$

где h — высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м; ρ — плотность жидкости в скважине, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с². При практических расчетах давление определяют в МПа и формулу используют в следующем виде:

$$p_{\text{пл}} = h\rho/102. \quad (\text{VII.2})$$

В этой формуле значение ρ принимается в г/см³.

Устанавливающийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называется пьезометрическим уровнем. Его положение фиксируется расстоянием от устья скважины или значением его 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 определяют по всем скважинам или как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта-коллектора — такой столб жидкости h называют пьезометрической высотой, или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой для всех скважин горизонтальной плоскости — этот столб жидкости $h_2 = h_1 + z$, где z — расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют пьезометрическим напором (рис. 44).

Давление, соответствующее пьезометрической высоте, называют абсолютным пластовым давлением $p_{\text{пл.аб}}$; давление, соответствующее пьезометрическому напору, — приведенным пластовым давлением $p_{\text{пл.пр}}$. Зная расстояние z и плотность

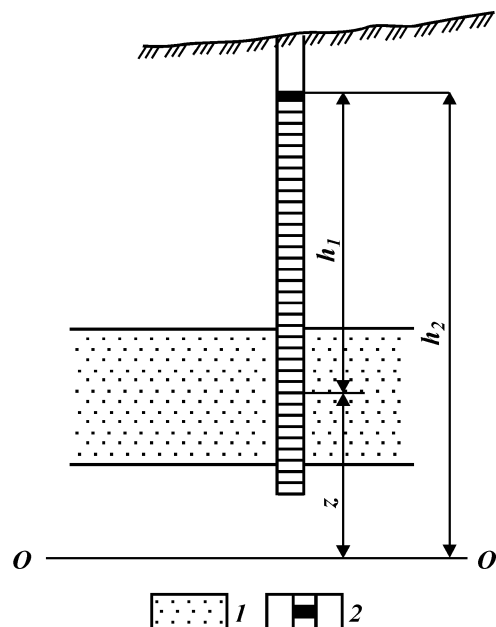


Рис. 44. Пьезометрические высота и напор в скважине: 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический уровень в скважине; $O-O$ – условная плоскость; h_1 – пьезометрическая высота; z – расстояние от середины пласта до условной плоскости; h_2 – пьезометрический напор

жидкости в скважине ρ , при необходимости всегда можно перейти от абсолютного пластового давления к приведенному (и наоборот):

$$p_{\text{пл.пр}} = p_{\text{пл.а}} + z\rho/102 = (h_1 + z)\rho/102. \quad (\text{VII.3})$$

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. Это можно видеть на примере водонапорной системы, показанной на рис. 45. В скважинах с устьями выше пьезометрической поверхности (скв. 1) абсолютное пластовое давление можно определить, зная глубину скважины H_1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня h_1 от устья скважины, а также плотность воды $\rho_{\text{в}}$ (она обычно больше единицы вследствие того, что пластовые воды минерализованы):

$$p_{\text{пл1}} = [(H_1 - h_1)/102]\rho_{\text{в}}. \quad (\text{VII.4})$$

В скважинах с устьями, совпадающими с пьезометрической поверхностью (рис. 45, скв. 2),

$$p_{\text{пл2}} = H_2\rho_{\text{в}}/102. \quad (\text{VII.5})$$

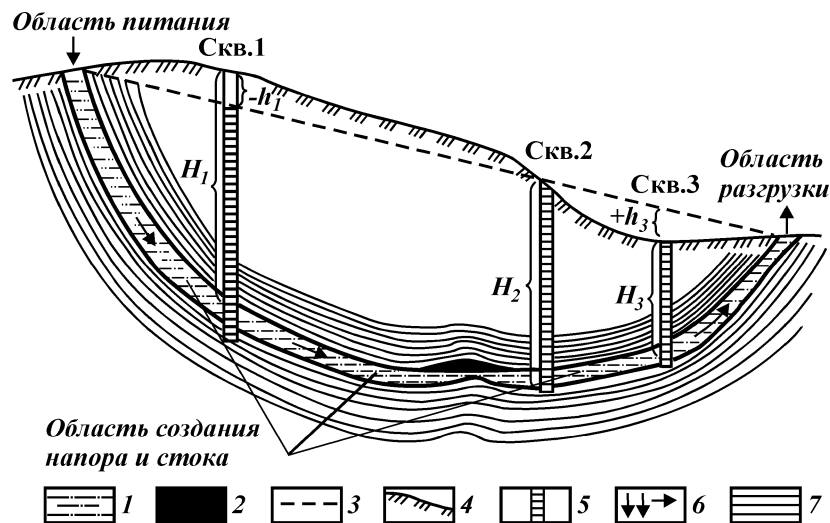


Рис. 45. Схема инфильтрационной водонапорной системы:
 1 — водонасыщенный пласт-коллектор; 2 — залежь нефти; 3 — пьезометрическая поверхность; 4 — земная поверхность; 5 — скважина со столбом пластовой воды, уравнивающим начальное пластовое давление; 6 — направление движения жидкости; 7 — водоупорные породы

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности (рис. 45, скв. 3) будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_y на их герметизированных устьях:

$$p_{\text{плз}} = (H_3 \rho_v / 102) + p_y, \quad (\text{VII.6})$$

где $p_y = h_3 \rho_v / 102$; h_3 — превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

Для характеристики изменения пластового давления в водонапорных системах и залежах пользуются вертикальным градиентом 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. 45 видно, что на величину $\text{grad } p$ в различных скважинах заметное влияние оказывает разность 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 сква-

жинах, 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 имеет некоторое природное пластовое давление. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается. Соответственно различают начальное (статическое) и текущее (динамическое) пластовое давление. 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. Значение 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 называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод, т.е. единым генезисом напора. Изучению водонапорных систем посвящены исследования А.А. Карцева, С.Б. Вагина и других гидрогеологов.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента (см. рис. 45; рис. 46):

область питания — зоны, в которых в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды;

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, связанные с дизъюнктивным нарушением), в которых происходит разгрузка подземных вод.

Природные водонапорные системы подразделяют на **инфильтрационные** и **элизионные**, различающиеся взаимным расположением указанных зон, условиями создания и значениями напора (см. следующие разделы настоящей главы). Соответственно залежи УВ, приуроченные к водонапорным системам указанных видов, обычно обладают различными по

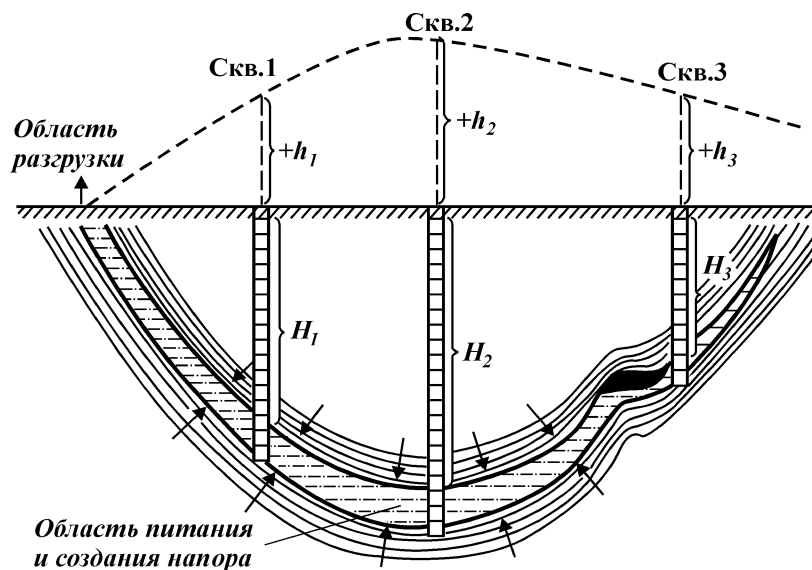


Рис. 46. Схема элизионной водонапорной системы.
Условные обозначения см. на рис. 45

величине значениями начального пластового давления при одинаковой глубине залегания продуктивных пластов.

В зависимости от степени соответствия 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 геолого-промысловой практике принято называть залежи первого вида залежами с нормальным пластовым давлением, второго вида — залежами с аномальным пластовым давлением. Подобное разделение следует считать условным, так как любое значение начального пластового давления связано с геологическими особенностями района и для рассматриваемых геологических условий является нормальным.

Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому. Гидростатическим пластовым давлением (ГПД) называют давление в пласте-коллекторе, 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 соответствует глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для инфильтрационных водонапорных систем и приуроченных к ним залежей (см. рис. 45).

Инфильтрационную систему отличают следующие особенности. Она является "открытой", т.е. сообщается с земной поверхностью в областях как разгрузки, так и 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, значение вертикального градиента пластового давления обычно не выходит за пределы $0,008-0,013 \text{ МПа/м}$ и в среднем составляет около $0,01 \text{ МПа/м}$. Редкие исключения могут быть обусловлены весьма резким различием абсолютных отметок устьев скважин и пьезометрической поверхности.

В инфильтрационных водонапорных системах начальное пластовое давление возрастает практически пропорционально увеличению глубины залегания водоносных пластов-коллекторов. Его значения всегда намного ниже значений геостатического давления, т.е. давления на пласт массы вышележащей толщи пород. Это иллюстрируется рис. 47. Инфильтрационные водонапорные системы наиболее характерны для древних платформ.

В пределах нефтегазовых залежей значения начального пластового давления и статических уровней превышают значения этих показателей в водоносной части пласта при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина превышения зависит от степени различий плотности пластовой воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали от рассматриваемых точек залежи до ВНК. На рис. 48 приведена схема

Рис. 47. График изменения пластового давления с глубиной в инфильтрационной водонапорной системе терригенных отложений девона Волго-Уральской нефтегазодонной провинции (по Ю.П. Гаттенбергеру).

Давление: 1 — гидростатическое в различных точках системы; 2 — геостатическое

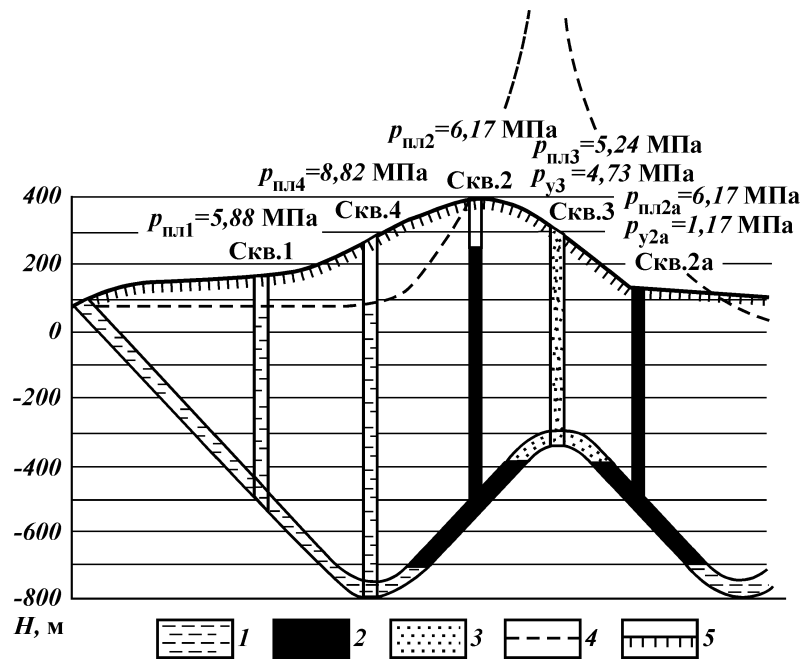
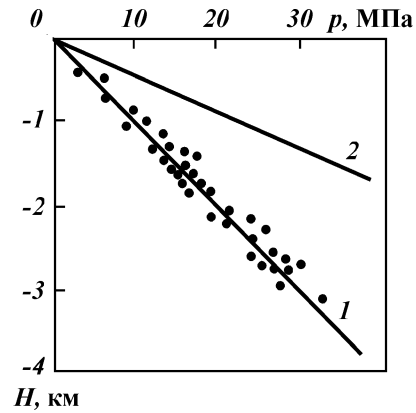


Рис. 48. Схема распределения пластового давления $p_{пл}$ и пьезометрических высот в районе расположения нефтегазовой залежи: 1 — вода; 2 — нефть; 3 — газ; поверхности: 4 — пьезометрическая, 5 — земная; p_y — давление на устье скважины

фрагмента инфильтрационной системы с приуроченной к ней газонефтяной залежью.

Область питания водонапорной системы расположена на абсолютной отметке 100 м. Общая высота приуроченной к этой системе газонефтяной залежи 400 м, отметки ВНК — 700 м, ГНК — 400 м, кровли пласта в своде залежи — 300 м.

Проследим распределение начальных значений пластового давления и пьезометрической высоты в пласте в районе залежи. Примем, что плотность пластовых вод, нефти и газа (в г/см^3) соответственно равна: $\rho_{\text{в}} = 1,0$, $\rho_{\text{н}} = 0,85$, $\rho_{\text{г}} = 0,1 \text{ г/см}^3$.

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.

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.

В нефтяной 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, что на 0,29 МПа больше, чем в водяной скв. 1. Пьезометрическая высота в нефтяной скв. 2 составляет: $h_2 = 6,17 - 102 / 0,85 = 740$ м, что 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) при таком же пластовом давлении будет фонтанировать, поскольку пьезометрическая высота на 140 м выше устья скважины. Давление на ее устье при герметизации $p_{\text{у2а}} = 140 \cdot 0,85 / 102 = 1,17$ МПа.

Пластовое давление в газовой скв. 3 можно определить, исходя из $p_{\text{пл2}} : p_{\text{пл3}} = 6,17 - (100 \cdot 0,85 + 100 \cdot 0,1) / 102 = 5,24$ МПа. В скв. 3 в условиях насыщенности пласта водой пьезометрическая высота составила бы 400 м, а пластовое давление 3,92 МПа, т.е. пластовое давление газонасыщенной части пласта в своде структуры в рассматриваемом случае на 1,32 МПа больше, чем оно могло бы быть при заполнении резервуара водой.

Таким образом, уменьшение начального пластового давле-

ния от периферии к сводовой части залежи нефти и газа происходит непропорционально уменьшению абсолютных отметок залегания пласта.

Особенно большое превышение значений фактических пьезометрических высот h и значений начального пластового давления $p_{\text{пл нач}}$ над гидростатическими $h_{\text{г}}$ и $p_{\text{г}}$ имеется в сводовых частях газовых залежей с большой высотой.

Разницу между пластовым давлением и гидростатическим (при $p_{\text{в}} = 1$) 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. Верхний предел обычен для газовых залежей большой высоты. Иногда в свободной части газовой залежи, приуроченной к инфильтрационной системе, значение градиента может выходить за названный предел. Повышенное пластовое 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 значению давления в водоносной части пласта, непосредственно у границ залежи, или, если замеров давления здесь нет, по значению 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, характерных 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 можно объяснить 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 плас-

ты-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). Более распространены геостатические системы (см. рис. 46).

В элизионной системе областью питания является наиболее погруженная часть пласта-коллектора. Отсюда вода, поступившая в нее, перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки, когда имеется связь пласта-коллектора с земной поверхностью, или к границам распространения пласта-коллектора, если такой связи нет. В первом случае принято называть элизионные системы полузакрытыми, во втором — закрытыми. Вместе с водами, выжимаемыми из породы-коллектора, последним передается часть геостатического давления. При этом пластовое давление повышается по сравнению с нормальным гидростатическим $p_{\text{п.г}}$ на величину $p_{\text{доп}}$:

$$p_{\text{п.л}} = p_{\text{п.г}} + p_{\text{доп}}, \quad (\text{VII.8})$$

где

$$p_{\text{доп}} = V_{\text{доп}}/\beta_{\text{в}}V_{\text{в}}; \quad (\text{VII.9})$$

$V_{\text{доп}}$ — превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды над количеством ее, удаляющимся в область разгрузки; $\beta_{\text{в}}$ — коэффициент сжимаемости воды; $V_{\text{в}}$ — общий объем воды в пласте-коллекторе.

С увеличением закрытости водонапорной системы и объемов выжимаемой в нее воды $p_{\text{доп}}$ возрастает и СГПД приближается по величине к геостатическому давлению. 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 СГПД или даже отдельных тектонических блоков.

СГПД характерно для районов с повышенной неотектонической активностью и соответственно с высокой скоро-

стью осадкообразования – для Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии, Предкарпатья. В этих районах СГПД встречается и на малых глубинах. Градиент СГПД может достигать 0,017–0,025 МПа/м и более.

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.

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. Начальное пластовое давление залежи во многом определяет природную энергетическую характеристику залежи, выбор и реализацию системы ее разработки, закономерности изменения параметров залежи при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа.

Начальное пластовое давление в значительной мере определяет природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, также обуславливает определение рациональных условий разработки.

Значение начального пластового давления залежи необходимо учитывать при оценке по керну значений пористости и проницаемости пластов в их естественном залегании. Указанные параметры, определенные по керну в поверхностных условиях, могут быть существенно завышены, что приведет к неправильному определению емкости резервуара и запасов УВ.

Знание значения начального пластового давления залежей и всех вышележащих пластов-коллекторов необходимо при обосновании технологии бурения и конструкции скважин. 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 природными возможностями.

Природа пластового давления в залежи в значительной мере предопределяет 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 в процессе разработки залежи пластовое давление будет снижаться относительно замедленно. СГПД¹ свидетельствует о замкнутости элизионной водонапорной системы. Снижение пластового давления в залежах с СГПД происходит быстрее, темпы его падения возрастают с уменьшением размеров водонапорных систем. Таким образом, по значению начального пластового давления можно прогнозировать 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 значение начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

§ 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 имеют природную (начальную) температуру, 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.

¹ Соответствие пластового давления гидростатическому может отличаться и в древних элизионных системах, СГПД которых постепенно расформировалось.

В процессе разработки залежей природные термические 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 нагнетания воды, теплофизических и термохимических методов разработки залежей, а также вследствие неизотермических процессов фильтрации. Наряду с этим в скважинах и в прискважинных зонах горных пород при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле, и для его восстановления требуется продолжительное время — от нескольких суток до месяца и более.

Изменение теплового 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 с этим изучение теплового режима как при подготовке месторождения к разработке (для обоснованного подсчета запасов всех компонентов залежей и проектирования разработки), так и при его разработке имеет большое значение.

Термометрические методы исследования скважин и пластов довольно глубоко обоснованы теоретически и экспериментально российскими (В.Н. Абрамов, А.Л. Абрикин, В.Н. Дахнов, Д.И. Дьяконов, А.Ю. Намиот, Н.Н. Непримеров, Н.А. Огильви, М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк и др.) и зарубежными учеными.

Природная геотермическая характеристика месторождения 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 температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади. Поскольку в действующих и даже только что пробуренных

скважинах температурные условия отличаются от начальных, температурные замеры проводят преимущественно в продолжительно простаивающих скважинах — наблюдательных, пьезометрических и законченных бурением, но ожидающих ввода в эксплуатацию. Время, необходимое для восстановления теплового равновесия после бурения и цементирования, должно быть обоснованно специальными исследованиями.

Сверху вниз по стволу скважины высокоточным электрическим, самопишущим и другими приборами, а также максимальным ртутным термометром проводят измерение температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и десяткам метров в остальной его части.

По данным температурных исследований строят термограмму, т.е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Такие термограммы называют геотермами Γ_0 . Сочетание геотермы с литолого-стратиграфической колонкой скважины представляет собой геолого-геотермический разрез скважины (рис. 49). На геотерме обычно выделяются прямолинейные участки с разными углами наклона, отвечающие геолого-стратиграфическим пакетам с неодинаковой теплопроводностью пород.

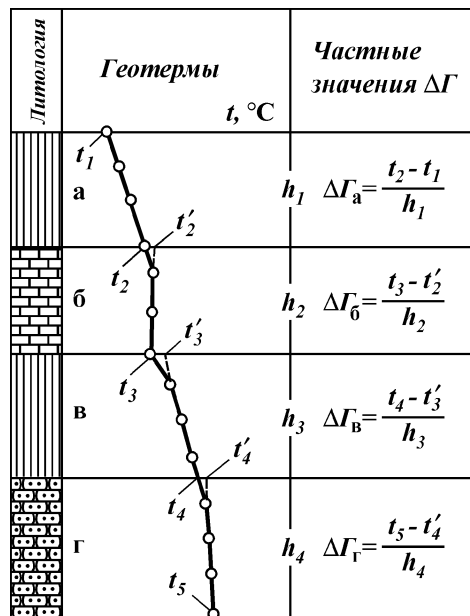


Рис. 49. Геолого-геотермический разрез скважины (по В.А. Луткову): а, б, в, г — литолого-стратиграфические пакеты пород

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.

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 а, б, в и г показан на рис. 49. Указанным пачкам соответствуют геотермические градиенты $\Delta\Gamma_a$, $\Delta\Gamma_b$, $\Delta\Gamma_v$, $\Delta\Gamma_r$. 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 а, 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 пачки. Таким путем определены значения температуры t_2 , t_3 и t_4 в кровлях пачек б, в и г.

Среднее взвешенное значение геотермического градиента $\Delta\Gamma$ характеризует начальную температуру геологического разреза в целом от нейтрального слоя до забоя скважины:

$$\Delta\Gamma = \left(\sum_{i=1}^n \Delta\Gamma_i h_i \right) / \left(\sum_{i=1}^n h_i \right), \quad (\text{VII.10})$$

где $\Delta\Gamma_i$ — частные значения геотермического градиента; h_i — толщины соответствующих литолого-стратиграфических пачек пород; n — количество выделенных в геологическом разрезе пачек.

Средние взвешенные значения геотермических градиентов различны для геологических разрезов 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 — толщины разреза 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. 50).

Изменение температуры продуктивного пласта по площади хорошо иллюстрируется геотермической картой (картой изотерм) по кровле пласта (рис. 51). При многопластовом строении эксплуатационного объекта карты изотерм следует строить по кровле каждого из пластов. Природная температура в кровле 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 месторождений и другими причинами. Соответственно гео-

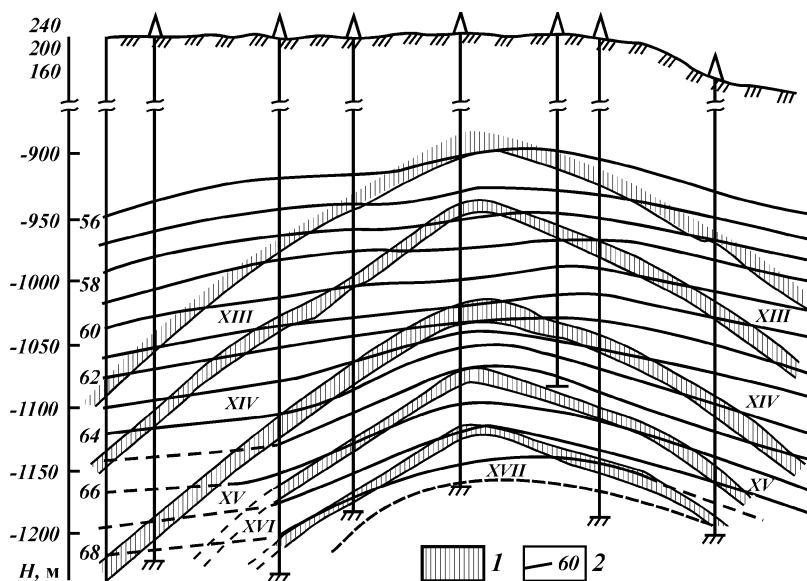


Рис. 50. Схематический геолого-геотермический профиль месторождения Узень (по В.А. Луткову):
 1 — непроницаемые разделы между горизонтами; 2 — изотермы, °С; XIII — XVII — продуктивные горизонты

главным образом российскими учеными на базе теоретических исследований в области подземной гидрогазодинамики и промысловой 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 растворенного в ней газа; сила тяжести нефти. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (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 упруговодогазонапорный режимы.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характеристикой залежи — термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород-коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой. На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки залежи природных видов энергии от режима зависят интенсивность падения пластового давления и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения ее объема по мере отбора запасов нефти и газа. Все это необходимо учитывать при выборе плотности сети и расположения скважин, установлении их дебита, выборе интервалов перфорации, а также при обосновании рационального комплекса и объема геолого-промысловых исследований для контроля за разработкой. Природный режим при его использовании обуславливает эффективность разработки залежи — темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, возможную степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характери-

ка технологических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи. 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?

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.

Ниже рассмотрим режимы с преобладанием одного из видов природной энергии.

Нефтяные залежи. При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 52, 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.

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: больших размерах законтурной области; 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; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой. Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима — значительная разница между начальным пластовым давлением и

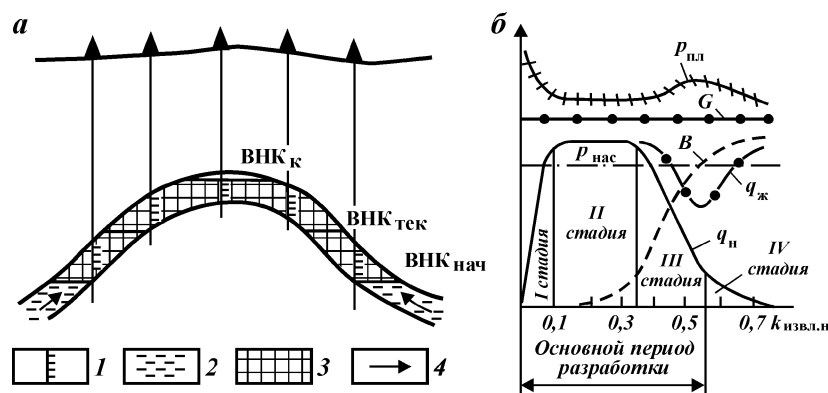


Рис. 52. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:
a — изменение объема залежи в процессе разработки; *б* — динамика основных показателей разработки. 1 — интервалы перфорации; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} — начальное, ВНК_{тек} — текущее; ВНК_к — конечное; давление: $p_{пл}$ — пластовое, $p_{нас}$ — насыщения; годовые отборы: q_n — нефти, $q_ж$ — жидкость; B — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 52, б):

тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта — относительно небольшое 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; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;

достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, — до 8–10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85–90 % извлекаемых запасов нефти;

извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водо-нефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5–1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6–0,7. 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. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов.

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 внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Объем нефти ΔV_n , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на Δp^* , можно выразить формулой

$$\Delta V_n = \Delta V_n' + \Delta V_n'' = V_n \Delta p^* \beta_n^* + V_v \Delta p^* \beta_v^*, \quad (\text{VII.11})$$

где $\Delta V_n'$, $\Delta V_n''$ – объемы нефти, полученные соответственно за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта; V_n , V_v – объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта; β_n^* , β_v^* – коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_n \beta_{ж} + \beta_c$, где k_n – средний коэффициент пористости; $\beta_{ж}$, β_c – 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, повышенной вязкости нефти, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой. Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

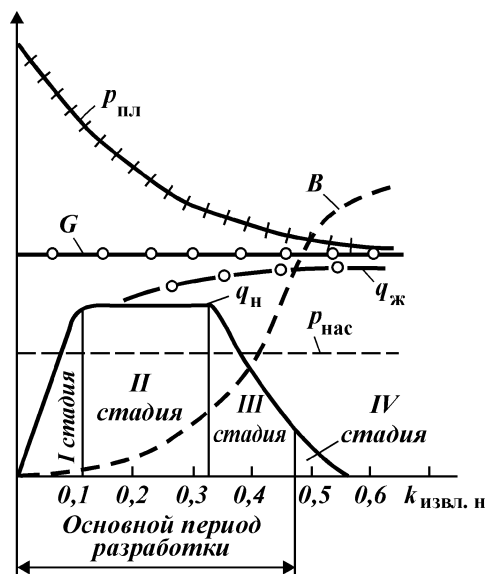
Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется, как и при водонапорном режиме.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (см. рис. 52, а), однако вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 53) имеет сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки 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 (см. рис. 53), 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. Кривая 1 на рис. 54 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость

Рис. 53. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме. Условные обозначения см. на рис. 52



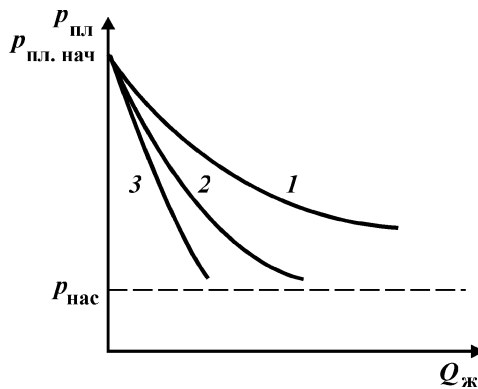
резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи.

Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает СГПД, упруговодонапорный режим, соот-

Рис. 54. 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



ветствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5–7 % в год от НИЗ (см. рис. 53). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2–3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5–0,55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Малгобек-Вознесенского и других месторождений Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

Газонапорный режим — это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части 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 часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку.

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. 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. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницае-

мость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2–3 МПа·с).

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис. 55, а).

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяные скважины в них перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис. 55, б). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии 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 достигает около 0,4. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах раз-

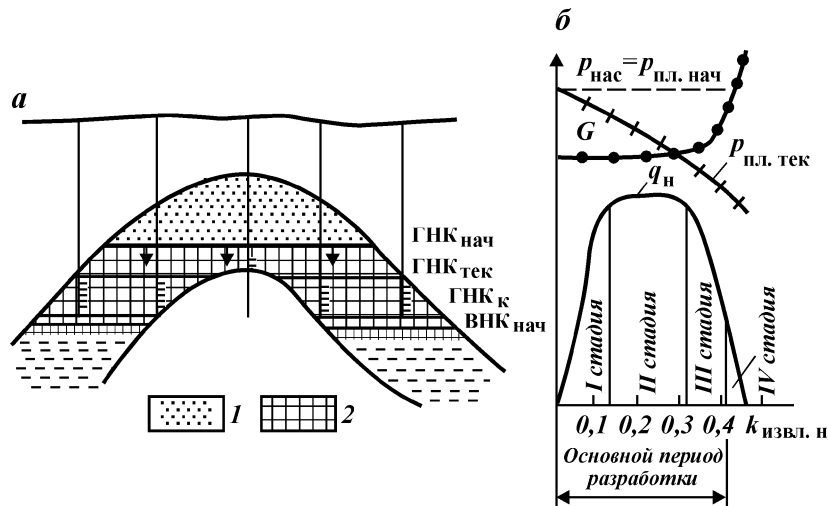


Рис. 55. Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме:
а — изменение объема залежи в процессе разработки; б — динамика основных показателей разработки. 1 — газ; 2 — запечатывающий слой на границе ВНК_{нач}; положение ГНК: ГНК_{нач} — начальное, ГНК_{тек} — текущее, ГНК_к — конечное; остальные условные обозначения см. на рис. 52

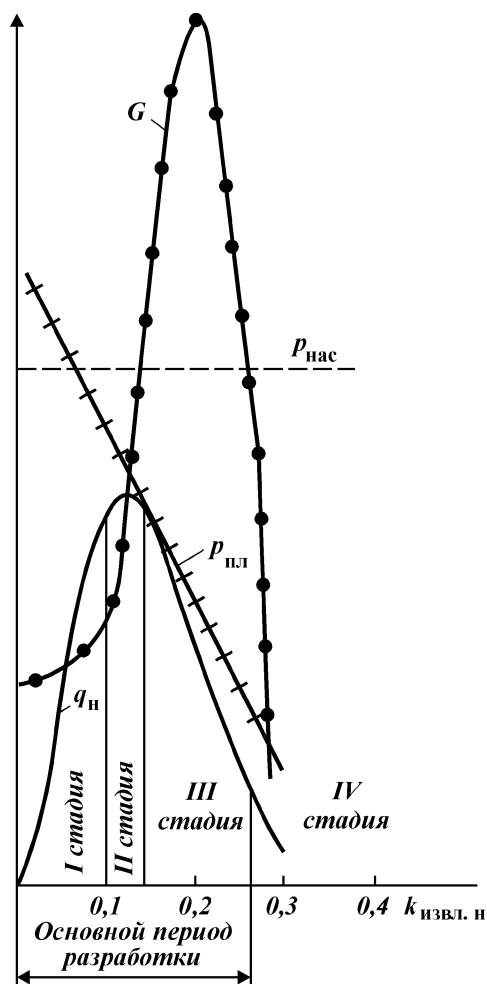
работки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. 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, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды. В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края 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 окклюированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режиме имеет следующие особенности (рис. 56). 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 выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается 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 пласто-

Рис. 56. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа. Условные обозначения см. на рис. 52



вой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора — до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора namно (в 4–5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима 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 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 Северного Кавказа, Сахалина и др.

Гравитационный режим — это режим, при котором 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, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и 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. 57, б. 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 предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти — единицы кубометров в 1 м³.

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

Газовые и газоконденсатные залежи. При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной

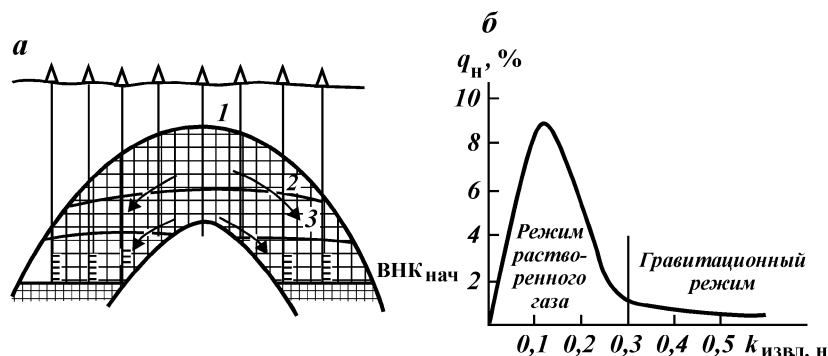


Рис. 57. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме:
а — изменение объема залежи в процессе разработки; *б* — динамика годовых отборов нефти q_n ; 1–3 — последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти; остальные условные обозначения см. на рис. 52, 55.

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 инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи 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 прямолинейный характер зависимости $(p_{пл}/Z) - \Sigma Q$, где Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ — накопленная с начала эксплуатации добыча газа. 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 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано 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 требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие – 0,9–0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

Упруговодогазонапорный режим – 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 действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся 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 его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницае-

мостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким — от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности 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 извлекаются из пластов за счет "равноправного" действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.

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.).

Упруговодогазонапорный режим газовых залежей — по существу также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно 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 др.).

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, т.е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи 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. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи.

Изучение водонапорной системы 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, степени 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 остаточными 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, за пове-

дением промыслового газового фактора, обводненностью скважин, их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью 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, пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации 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 контроль 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 с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, т.е. об упругогазонапорном режиме последней.

Глава VIII

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 1. ПОНЯТИЕ “ЗАПАСЫ 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, любой части каждого из указанных геологических тел, месторождения, группы месторождений и т.п. Процедуру определения количества УВ называют подсчетом запасов. Объект, в котором подсчитываются запасы, называют подсчетным.

Запасы нефти и газа — важнейший показатель значимости залежи, месторождения, района и т.п.

Чтобы единообразно оценивать и учитывать запасы, государственная комиссия по запасам (ГКЗ) 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 разработке месторождений.

В настоящее время в стране действует Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная в 1983 г.

Классификация запасов обеспечивает единые принципы подсчета запасов нефти и газа в недрах по категориям, исходя из степени изученности этих запасов и их подготовленности для промышленного освоения. Запасы относят к той или иной категории в соответствии с надежностью их определения, которая зависит от геологических условий и степени изученности подсчетного объекта.

Категории запасов — интегральный показатель степени изученности и подготовленности залежи или ее части к разработке.

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 приме-

нию классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

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 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 экономически целесообразно извлечь из пласта при рациональном использовании современной техники и технологии добычи нефти и газа.

Различают начальные и текущие запасы нефти, газа и конденсата.

Начальные балансовые (соответственно начальные извлекаемые) запасы УВ — это запасы залежи или месторождения начала разработки. Текущие балансовые (соответственно текущие извлекаемые) запасы — это запасы, составляющие на определенную дату разность между начальными запасами и накопленной добычей.

Подсчетом начальных запасов завершается цикл геолого-разведочных работ и начинается этап подготовки залежи углеводородов к вводу в промышленную разработку.

Очевидно, что запасы нефти и газа представляют собой величину, производную от формы и внутренней структуры залежи. Поэтому достоверность оценки запасов не только количественно, но и с точки зрения условий их извлечения в процессе разработки зависит от того, насколько правильно составлена статическая модель залежи. При подсчете запасов должна быть оценена степень сложности условий залегания нефти и газа, выявлены такие особенности строения залежей, которые играют значительную роль при выборе системы разработки и неучет которых может существенно сказаться на технико-экономических показателях разработки, и в первую очередь на величине коэффициента извлечения нефти.

Из сказанного видно, что подсчет запасов — одна из важнейших задач нефтегазопромысловой геологии, при решении которой изучают внутреннюю структуру подсчетного объек-

та, выделяют его геологические тела и изучают их свойства, положение границ и взаимосвязь. Он служит основой для выделения балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов, а также для составления технологической схемы разработки.

Важную роль играет пересчет начальных запасов в процессе разработки, 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 на дальнейшую разработку. Обобщение геологической информации при пересчете позволяет детализировать статическую модель залежи. Это дает возможность внести в принятую систему разработки необходимые коррективы, способствующие повышению ее эффективности. Кроме того, сравнительный анализ результатов подсчета и пересчета запасов одной и той же залежи служит источником важной информации для усовершенствования методов разведки, подсчета запасов и разработки залежей.

§ 2. ГРАНИЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД

Правильный подсчет запасов нефти и газа предполагает раскрытие внутренней структуры подсчетного объекта. Для выявления внутренней структуры залежи необходимо знать положение границ между коллекторами и неколлекторами, проводимых по кондиционным значениям емкостно-фильтрационных свойств пород.

Кондиционными называют граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками. Эти граничные значения называют также нижними пределами значений свойств продуктивных коллекторов.

В настоящее время накоплен значительный опыт обоснования предельных значений параметров нефтегазонасыщенных пород, который используется при подсчете запасов, но применяемые методы требуют дальнейшего развития.

Большинство способов позволяет устанавливать кондиционные значения проницаемости пород, отдельные методы предназначены для определения кондиционных значений пористости или нефтенасыщенности. Проведение границ между коллекторами и неколлекторами или между коллекторами

разной продуктивности по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты, так как связи между различными свойствами пласта носят стохастический характер — фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров. Например, породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости могут различаться по значениям коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, коэффициента вытеснения и др. Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью различаются по значениям удельных коэффициентов продуктивности. 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 методики установления кондиционных значений свойств нефтегазонасыщенных пород. Большинство исследователей пришло к выводу, что для определения границы между коллекторами и неколлекторами следует использовать геофизические показатели, отражающие совокупность сложно взаимодействующих свойств пород, или какой-то комплексный параметр, характеризующий емкостно-фильтрационные свойства породы одним числом. Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновать в каждой скважине для каждого пласта или прослоя на основе комплексного использования данных лабораторного анализа керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин.

§ 3. КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Исходя из физических условий содержания УВ в пустотном пространстве коллекторов (их физико-химических свойств, определяющих поверхностные взаимодействия флюидов и породы, молекулярных, капиллярных и др.), из технологических и технических возможностей (достигаемой степени полноты охвата объема пласта процессом вытеснения при реализуемой системе разработки) и из экономических ограничений плотности сетки скважин, предельного дебита и обводненности продукции и других параметров, ясно, что на поверхность из продуктивных пластов

можно извлечь только какую-то часть содержащихся в них запасов углеводородов.

Количественно доля запасов (нефти, газа, конденсата), которая может быть извлечена (при применении наиболее эффективных в данных геолого-физических условиях технологий и технических средств, при выполнении оптимальных экономических показателей и соблюдении требований охраны недр и окружающей среды) определяется: для нефти коэффициентом извлечения нефти (КИН), для газа и конденсата соответственно коэффициентами извлечения газа и конденсата.

Исходя из физических особенностей этих УВ наиболее сложным является определение коэффициента извлечения нефти (КИН). По каждому нефтяному эксплуатационному объекту, вводящемуся в разработку, расчет выполняется специализированной научной организацией и после согласования с заинтересованными сторонами утверждается Государственной комиссией по запасам Российской Федерации (ГКЗ РФ). Коэффициент извлечения газа по отдельным газовым объектам не рассчитывают, а принимают, исходя из имеющегося опыта в целом по газовой отрасли, равным 0,8.

Остановимся подробнее на физической сущности коэффициента извлечения нефти (КИН) и методах его расчета.

В общем виде коэффициент извлечения нефти может быть выражен как отношение количества нефти, извлеченной на поверхность — $Q_{\text{извл}}$, к балансовым запасам нефти залежи $Q_{\text{бал}}$:

$$\text{КИН} = Q_{\text{извл}} / Q_{\text{бал}}$$

Коэффициент извлечения за все время разработки залежи называется конечным, за некоторый промежуток времени с начала разработки — текущим.

Имеется несколько способов расчета конечного (проектного) КИН:

статистический, основанный на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими факторами;

покоэффициентный, основанный на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки;

основанный на технологических расчетах показателей не-

скольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерных математических моделях конкретной залежи нефти.

Покоэффициентный метод важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов — вытеснения ($K_{\text{выт}}$), охвата процессом вытеснения ($K_{\text{охв}}$) и заводнения ($K_{\text{зав}}$):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} K_{\text{зав}}$$

Коэффициент вытеснения — это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочей агента. Значения $K_{\text{выт}}$ как правило, определяют экспериментально в лабораторных условиях на длинных образцах керна с использованием модельных пластовых жидкостей. При удовлетворительной выборке керна, принятого для эксперимента, получают значение $K_{\text{выт}}$ характеризующееся высокой степенью надежности.

Коэффициент охвата $K_{\text{охв}}$ — это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки. $K_{\text{охв}}$ можно рассчитать по картам распространения коллекторов по площади залежи (всех и заполняемых вытесняющим агентом) на основании эмпирических статистических зависимостей коэффициента охвата от плотности сетки скважин или на основании аналогии с подобными залежами нефти.

Коэффициент заводнения $K_{\text{зав}}$ характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной обводненности добываемой продукции. Надежных методов расчета $K_{\text{зав}}$ не создано. Обычно он оценивается либо по эмпирическим формулам, учитывающим влияющие

на него параметры, либо принимается экспертно. Расчет КИН, выполненный по коэффициентным или статистическим методами, нередко допускает субъективизм и неопределенность. Это вызвано как множеством факторов, влияющих на КИН, и невозможностью полного их учета, так и отсутствием надежных методов определения степени влияния каждого из них. В частности, очень сильно влияет на конечный КИН соответствие применяемой системы разработки конкретным геолого-физическим условиям.

Наиболее полно учесть все многочисленные факторы, влияющие на конечный КИН, позволяет третий способ — геолого-математическое моделирование процессов фильтрации на трехмерных моделях, с помощью быстродействующих современных ЭВМ.

С этой целью на базе детальных адресных геолого-промысловых моделей создаются статические геолого-математические трехмерные модели, отражающие изменчивость свойств коллекторов по объему залежи. Эти модели представляют собой совокупность нескольких десятков тысяч элементарных ячеек, каждая из которых несет информацию о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов в объеме залежи. Высокая надежность подобных моделей достигается также адаптацией их к прошедшему фактическому периоду эксплуатации залежи, если таковой уже был.

Затем на базе статических трехмерных геолого-математических моделей, путем моделирования процессов фильтрации в трехмерном пространстве и вытеснения нефти рабочим агентом к забоям добывающих скважин, с помощью ЭВМ создается динамическая модель эксплуатационного объекта, показывающая прогнозное изменение во времени:

- насыщенности объема объекта нефтью и вытесняющим агентом;
- пластового давления в зоне нагнетания агента и отбора нефти;
- дебитов скважин и обводненности добываемой в них продукции.

При желании, на дисплей ЭВМ можно вывести и зафиксировать состояние залежи на любой момент времени. В результате получают расчет проектных технологических показателей разработки по годам эксплуатации и за отдельные периоды — 10, 20, 40 лет, вплоть до конца разработки.

Значение конечного КИН определяют для нескольких вариантов системы разработки; он во многом является показателем

телем эффективности проектируемой системы, которая зависит от того, насколько полна та или иная система разработки соответствует конкретным геолого-физическим условиям реального объекта разработки.

Соответственно этому проектирование разработки представляет собой оптимизационную задачу выбора системы разработки, обеспечивающей получение наибольшего коэффициента нефтеизвлечения. Как известно, любая оптимизационная задача сводится к выбору оптимального варианта из нескольких возможных. В соответствии с действующим положением коэффициент извлечения нефти и все другие показатели разработки обониваются не менее чем по трем вариантам разработки, которые различаются способами воздействия на продуктивные пласты, системами размещения и плотностью сеток скважин, очередностью и темпами разбуривания объектов.

При оптимизации КИН возможны два различных подхода. В основу оптимизации может быть положено стремление обеспечить максимальное использование запасов недр, т.е. получение наибольшего КИН, при этом другие признаки, в том числе и экономические, учитываются как второстепенные. В этом случае обоснованное значение КИН можно назвать технологическим.

Если доминирует экономический критерий, предусматривающий получение максимальной прибыли, обоснованное значение КИН можно назвать экономическим.

Технологический коэффициент нефтеизвлечения до перехода к рыночной экономике принимался в качестве единственного конечного.

Достижение этого коэффициента требовало максимального использования недр и соответственно применения более дорогих систем разработки, расходования повышенных материальных средств, особенно для месторождений с низкой продуктивностью. В условиях ранее действовавшего планового хозяйства это было оправдано.

В условиях рыночных отношений, когда экономический фактор стал доминирующим и во главу угла ставят вопрос получения максимальной прибыли, возникла необходимость ориентироваться на экономический КИН. Приоритетно экономический подход, учитывающий современную конъюнктуру на рынке нефти и действующее налоговое законодательство, зачастую требует удешевлять систему разработки даже в ущерб полноте использования недр.

Различия в технологических и экономических значениях

КИН наиболее значительны при низкой продуктивности и сложном геологическом строении залежей.

В случае весьма неблагоприятных экономических показателей, при крайне низкой продуктивности залежи или на завершающей стадии разработки, действующее законодательство допускает уменьшение обязательных налогов и платежей или переход на Соглашение о разделе продукции. При этом экономический КИН подлежит увеличению.

В настоящее время технологический КИН рассчитывается и утверждается в обязательном порядке, а экономический КИН рассчитывается и утверждается дополнительно в случае его существенного расхождения с технологическим коэффициентом нефтеизвлечения.

В заключение следует отметить, что в настоящей главе сведения о запасах углеводородов приведены в том весьма сокращенном виде, который необходим для последующего изложения вопросов промысловой геологии нефти и газа.

В полном объеме важная и обширная проблема изучения запасов УВ подробно излагается в курсе "Методы подсчета запасов оценки ресурсов нефти и газа" и в соответствующем учебнике.

ÐÀÇÄÄË ÄÄÎ ÈÎ ÄË×ÄÑÊËÄ Î ÑÎ Î ÄÛ
ÒÐÄÒËË ÐÀÇÐÄÄÄÎ ÒËË Í ÄÔÒÐÍ ÛÕ
È ÄÄÇÎ ÄÛÕ
Î ÄÑÕÎ ÐÎ ÆÄÄÍ ÈË

Глава IX ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ И СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

§ 1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ; ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

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 экономических и технологических позиций наиболее рациональна для данного месторождения с его геолого-физическими особенностями.

Под системой разработки месторождения понимают совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов из пластов и управление этим процессом.

В зависимости от количества продуктивных пластов, толщины, 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 выделе-

нии на месторождении двух или более объектов для каждого из них обосновывается своя система разработки. Будучи увязанными между собой, системы разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют рациональную систему разработки месторождения в целом.

Рациональной называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при благоприятных экономических показателях.

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

Как отмечено в главе I, вплоть до конца 40-х годов разработка нефтяных месторождений в стране осуществлялась только с использованием природной энергии залежей. Это 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. По требованиям того времени были приемлемы системы разработки природных видов энергии.

С середины 40-х годов 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. Это послужило стимулом для научно-технического прогресса в области технологии разработки нефтяных месторождений. Ученые и производственники нашей страны обосновали теоретически и доказали на практике необходимость и возможность применения принципиально новых систем разра-

ботки с искусственным вводом в продуктивные нефтяные пласты дополнительной энергии путем нагнетания в них воды. Широкое распространение метода заводнения началось в середине 40-х годов. Первоначально он был внедрен на новых нефтяных месторождениях Башкирии и Татарии – Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском, Бавлинском и других, затем распространен во все нефтедобывающие районы страны на новые месторождения практически любых размеров, а также на уже разрабатываемые месторождения 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 более 90 % общего количества годовой добычи нефти в стране приходится на месторождения, разрабатываемые с применением заводнения.

Методы заводнения нефтяных пластов широко применяются в странах СНГ (Азербайджан, Туркменистан, Украина и др.), а также в странах дальнего зарубежья.

Системы разработки с заводнением обеспечивают наибольший эффект при разработке залежей маловязкой нефти, приуроченных к продуктивным пластам с умеренной неоднородностью и повышенной проницаемостью. В связи с большим диапазоном показателей геолого-физической характеристики залежей значения конечного коэффициента извлечения нефти при заводнении находятся в широких пределах (в основном 0,4 – 0,6).

Следующим шагом научно-технического прогресса явилось создание способов повышения эффективности систем разработки с заводнением, особенно для таких залежей, по которым ожидаемый коэффициент извлечения нефти недостаточно высок. Проходят опробование, промышленные испытания и внедрение нетрадиционные методы воздействия на нефтяные пласты, основывающиеся на термических и других физико-химических процессах вытеснения нефти из пород-коллекторов. Эти методы, обычно довольно сложные и дорогостоящие по сравнению с заводнением, предназначаются для залежей, по которым нефтеотдача пластов при заводнении имеет наименьшие значения или применение заводнения в которых вообще нецелесообразно и невозможно.

Разработка газовых залежей с учетом высокой эффектив-

ности их природных режимов до настоящего времени проводится с использованием природной энергии без искусственного воздействия. В последний период в балансе месторождений и запасов УВ 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 критической точки, при которой происходят ретроградные явления в залежи и конденсат выделяется из газа в виде жидкости. Значительная часть жидкого конденсата — ценнейшего углеводородного продукта — при этом выпадает в порах пласта и впоследствии оказывается практически неизвлекаемой. Поэтому освоение экономически целесообразных систем разработки газоконденсатных месторождений, предотвращающих потери конденсата в пласте, — одна из актуальных задач.

В основе выбора системы разработки месторождений УВ лежит геолого-промысловое обоснование технологических решений:

- 1) о выделении эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении;
- 2) о необходимости применения 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 три-четыре близкие рекомендации. На этой основе специалистами в области технологии разработки месторождений выполняются гидродинамические расчеты нескольких вариантов системы разработки. Из них выбирают оптимальный вариант, соответствующий требованиям, предъявляемым к рациональной системе разработки. Оптимальный вариант выбирают 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. Мусдимовым, В.С. Ковалевым, Е.И. Семиным, Э.М. Халимовым и другими, свидетельствуют о том, что основное влияние на динамику технико-экономических показателей разработки оказывает геолого-промысловая характеристика объектов. Вместе с тем применение соответствующей системы разработки дает возможность в значительной мере сгладить неблагоприятные геолого-промысловые 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 залежи представляет собой комплекс промыслово-геологических графических карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами, а также словесное описание особенностей залежи. Среди графических карт и схем обязательны: сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения; схемы детальной корреляции; структурные карты, отражающие тектоническое строение залежей; карты поверхностей коллекторов с нанесением начальных контуров нефтегазоносности; детальные геологические профили с отражением условий залегания нефти и газа; карты распространения коллекторов (для каждого пласта в отдельности); карты полной, эффективной, эффективной нефтенасыщенной и газонасыщенной толщины в целом по залежи и по отдельным пластам. При специфических особенностях залежи приводятся необходимые дополнительные карты и схемы (схемы обоснования положения ВНК и ГКВ, карты распространения коллекторов разных типов, карты температуры, карты коэффициента светопоглощения, карты проницаемости и др.).

Цифровыми данными характеризуются пустотность, проницаемость, начальная нефте(газо)насыщенность пород-коллекторов; полная, эффективная, эффективная нефте(газо)насыщенная толщина; толщина проницаемых разделов между пластами; физико-химические свойства пластовых нефти, газа, конденсата, воды. При этом для каждого параметра ука-

зываются: 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. К группе цифровых данных относятся также: статистические ряды распределения проницаемости; микро- 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. К важнейшим цифровым данным, необходимым для проектирования, относятся: балансовые запасы нефти, газа, конденсата, ценных попутных компонентов; размеры площади нефтеносности; ширина, длина и высота залежи; размеры частей залежи – чисто нефтяной, водонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоводяной, газовой.

В числе кривых, характеризующих зависимости между параметрами, используются кривые зависимости физических свойств нефти и газа от давления и температуры, характеристика 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 геологическое обоснование системы разработки и влияющие на ожидаемые показатели разработки.

§ 2. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

При использовании природных видов энергии разрабатывают залежи нефти с эффективными природными режимами, для которых искусственное воздействие не требуется, а также некоторые 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 упру-

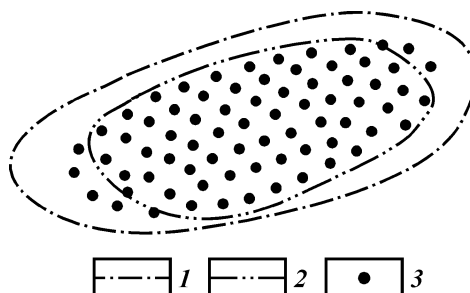
водонапорным режимами. Последний называют активным в случае, когда ресурсы его энергии достаточны для отбора из недр извлекаемых запасов нефти достаточно высокими темпами без снижения пластового давления ниже давления насыщения.

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. 58). 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 толщины пласта обычно не перфорируют. В скважинах внутренних рядов нефтенасыщенный пласт перфорируют по всей толщине. Рассмотренные размещение скважин и их перфорация наилучшим образом отвечают процессу внедрения в залежь краевых вод, восполняющих отбор жидкости из нее. Из водонефтяной зоны, имеющей обычно небольшую величину, нефть вытесняется водой к скважинам. В процессе разработки происходит "стягивание" контуров нефтеносности, размеры залежи уменьшаются. Соответственно постепенно обводняются и выводятся из эксплуатации скважины внешнего кольцевого ряда, затем, через определенные этапы, — скважины последующих рядов.

Система разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод. Систему применяют для нефтяных залежей массивного типа (обычно на всей или почти на

Рис. 58. Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод.

Контур нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; 3 — добывающие скважины



всей площади такие 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; объем залежи уменьшается. Размещение скважин на площади залежи и подход к перфорации продуктивной 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. 59). 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 толщины, поскольку в таких условиях нефть из нижней части может быть вытеснена к вскрытым интервалам. При неоднородном строении пород-коллекторов или при повышенной вязкости нефти может быть реализовано последовательное вскрытие интервалов нефтенасыщенной толщины снизу вверх.

Система разработки нефтяной залежи с использованием энергии выделяющегося из нефти газа. Система применяется при режиме растворенного газа и предусматривает разбуривание эксплуатационного объекта обычно по равномерной (более густой, чем в рассмотренных выше случаях) сетке с

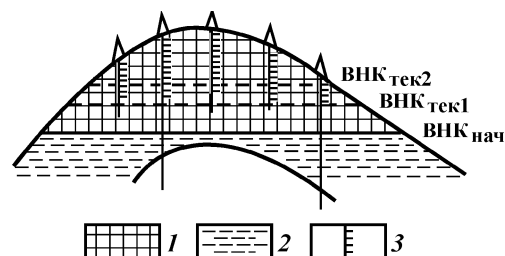


Рис. 59. Разновидность системы разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод: 1 – нефть; 2 – вода; 3 – интервал перфорации; положение ВНК: ВНК_{нач} – начальное, ВНК_{тек} – текущее

перфорацией во всех скважинах всей нефтенасыщенной толщины.

Система разработки газонефтяной залежи 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 толщины со значительным отступлением от ВНК и ГВК во избежание конусообразований.

Поскольку вода обеспечивает лучшее вытеснение нефти из коллектора 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 извлечения нефти при разном соотношении объемов нефтяной и газовой частей залежи V_n/V_g и при равных других условиях приведены в табл. 7.

Система разработки газонефтяной залежи с использованием напора пластовых вод при неподвижном ГНК. Система предусматривает обеспечение отбора нефти из залежи (с потенциально смешанным природным режимом) только за счет внедрения пластовых вод при неизменном объеме газовой шапки. Стабилизация ГНК в начальном его положении обеспечивается регулированием давления в газовой шапке путем отбора из нее через специальные скважины строго обоснованных объемов газа для выравнивания пластового давления в газовой и нефтяной частях 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 эксплу-

Таблица 7

Доли нефти, %, добываемой за счет внедрения воды Q_v и газа Q_g

V_n/V_g	Q_v	Q_g
3/1	74,3	15,5
1/3	51,2	38,5
1/7	33,5	56,5

атации 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. 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. ТРАДИЦИОННЫЙ МЕТОД ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Метод традиционного (обычного) заводнения достаточно эффективен и обычно применяется для разработки залежей с относительной вязкостью пластовой нефти менее 30–40 мПа·с, при проницаемости пластов более $(40–50)10^{-3}$ мкм².

В последние годы в связи с вводом в разработку многих менее продуктивных залежей заводнение проектируют для залежей с проницаемостью $(5–30)10^{-3}$ мкм² и для залежей с относительной вязкостью нефти до 50–60 мПа·с. При этом предусматриваются дополнительные технологические мероприятия (см. § 4 настоящей главы).

Применение заводнения для разработки нефтяных и газонефтяных залежей с различными характеристиками привело к необходимости создания разновидностей метода (рис. 60), каждый из которых наиболее целесообразен в определенных геологических условиях.

Внедрение метода заводнения началось с применения законтурного заводнения, при котором вода нагнетается в скважины, расположенные в водоносной части пласта, на некотором расстоянии от внешнего контура нефтеносности. Однако уже вскоре было установлено, 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.

Следующим шагом в развитии метода заводнения был пе-

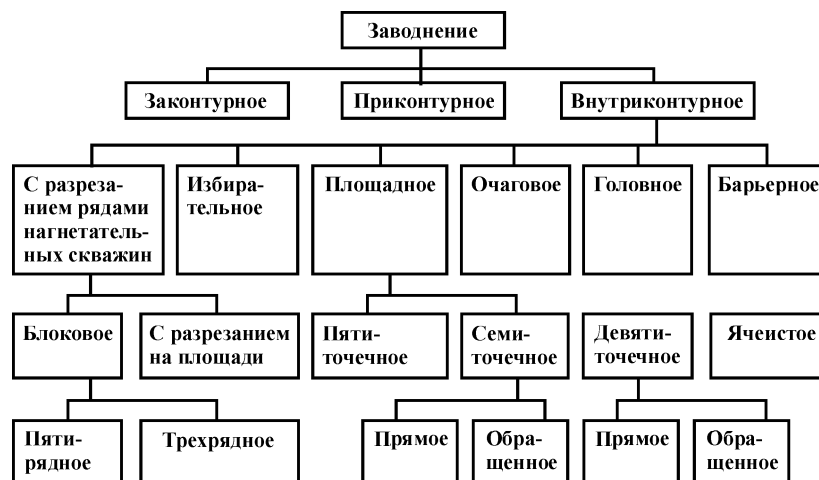


Рис. 60. Разновидности метода заводнения

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 годов на Ромашкинском месторождении была применена новая система разработки с внутриконтурным заводнением, с разрезанием многопластового объекта (пласты горизонта D_1) рядами нагнетательных скважин на площади. Это положило начало 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 геолого-промысловые условия, в которых они наиболее применимы (см. рис. 60).

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 рассмотрены в главе X.

§ 4. НЕТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Нетрадиционными методами разработки условно принято называть все методы воздействия на пласт, отличающиеся от широко применяемого (традиционного) метода заводнения с нагнетанием в пласты обычной воды. Эти методы необходимы для разработки залежей нефти, на которых обычное заводнение не может быть проведено вообще, и для залежей, где оно не обеспечивает достаточных коэффициентов извлечения нефти. Таким образом, применение нетрадиционных методов предусматривает увеличение коэффициентов нефтеизвлечения по сравнению с их значением при использовании природного режима и обычного заводнения. Поэтому часто традиционные методы разработки называют методами увеличения коэффициента извлечения нефти (МУН).

Технология и технические средства для применения традиционных методов описываются в курсе "Разработка нефтяных и газовых месторождений". В настоящем учебнике внимание концентрируется на геологических критериях применимости методов.

Основное внимание сосредоточено на методах в их наиболее простом виде — при нагнетании в пласт одного из агентов. Эти методы широкого промышленного применения не нашли, но они явились исходными для создания в последние годы арсенала более эффективных комплексных методов. Их краткая характеристика дана в конце данного параграфа.

Ниже приведены характеристики методов в простом виде и их возможностей при использовании в разных геологических условиях.

Простые наиболее освоенные нетрадиционные методы по видам применяемых агентов можно объединить в следующие группы:¹

физико-химические методы — методы, базирующиеся на заводнении, но предусматривающие повышение его эффективности путем добавки к воде различных химических реагентов (полимеров, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей и др.),

¹ В литературе приводится группирование методов и по другим принципам.

теплофизические методы — нагнетание в пласты теплоносителей — горячей воды или пара,

термохимические методы — применение процессов внутривластного горения нефти — "сухого", влажного или сверхвлажного,

методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами — растворителями, углеводородными газами под высоким давлением и др.

Каждый из новых методов может быть успешно применен лишь в определенных геолого-физических условиях. Поэтому при внедрении того или иного метода важно выбрать соответствующие эксплуатационные объекты. Испытание методов в промысловых условиях показывает, что оценка их эффективности по данным лабораторных и теоретических исследований нередко бывает завышенной. В связи с этим при выборе объектов наряду с экспериментальными данными необходимо учитывать результаты широкого промыслового испытания методов в различных геолого-промысловых условиях.

Поэтому приводимые ниже рекомендации по применению различных новых методов следует принимать в качестве предварительных.

Выявлены некоторые общие для известных сегодня методов повышения нефтеизвлечения геологические факторы, при которых их эффективность резко снижается вследствие бесполезного расходования значительной части вытесняющих агентов в непродуктивных частях объемов залежей: низкая нефтенасыщенность, интенсивная трещиноватость коллекторов, высокая глинистость коллекторов и др.

При обосновании применения нетрадиционных методов следует учитывать, что многие из них дорогостоящие и требуют использования дефицитных реагентов или сложного оборудования, или плотных сеток скважин. 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 в качестве вытесняющего агента водных растворов химических веществ с концентрацией 0,001—0,4 % и более. Обычно в пласте создают оторочки растворов в объеме 10—50 % общего объема пустот залежи, которые вытесняют 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 при обычном заводнении. С их помощью можно существенно расширить диапазон значений вязкости пластовой нефти (до 50–60 мПа·с), когда возможно применение методов воздействия, в которых большую роль играет заводнение. Применение методов на начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их значением при обычном заводнении на 3–10 пунктов. Ниже кратко характеризуются физико-химические методы с добавкой в воде одного из химических веществ.

Полимерное заводнение. Наиболее приемлемым считается раствор полиакриламида (ПАА) известкового способа нейтрализации.

Добавка ПАА к нагнетаемой воде повышает ее вязкость и, следовательно, уменьшает относительную вязкость пластовой нефти

$$\mu_0 = \mu_n / \mu_v.$$

Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствует 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 повышенной вязкости раствора и соответственно снижения темпов разработки залежей, метод целесообразно применять при проницаемости пород-коллекторов более 0,1 мкм².

При фильтрации раствора в обводненной пористой среде пород происходит адсорбция полимера на стенках пустот, поэтому наиболее эффективно метод может быть применен на новых залежах (с низкой водонасыщенностью пластов), при глинистости коллекторов не более 8–10 %. Вследствие потери полимерами при высокой температуре способности загущать воду метод целесообразно применять при температуре пластов не выше 80 °С. В последнее время разработаны композиции полимеров с другими химреагентами, позволяющими использовать их и в поздние периоды разработки.

При **щелочном заводнении** в качестве химреагентов, добавляемых к нагнетаемой в пласты воде, можно использовать каустическую или кальцинированную соду, аммиак, силикат натрия. При взаимодействии щелочи с органическими кислотами пластовой нефти образуются поверхностно-активные вещества, улучшающие смачиваемость породы. В результате

улучшаются отмывающие свойства воды. Метод наиболее эффективен в гидрофобных малоглинистых коллекторах.

На месторождениях Западной Сибири и Татарии в довольно широком объеме осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти оторочкой **серной кислоты**.

Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее применимыми считаются растворы неионогенных ПАВ типа ОП-10. Судя по экспериментальным данным, добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: повышается смачиваемость породы, снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью и т.д.

Поскольку главным результатом воздействия ПАВ является улучшение смачиваемости, его применение целесообразно при повышенной гидрофобности коллекторов. Вследствие высокой адсорбционной способности ПАВ в водонасыщенных пластах метод рекомендуют применять с начала разработки. Метод рекомендуется при вязкости пластовой нефти 10–30 мПа·с, проницаемости пласта выше 0,03–0,04 мкм², температуре пласта до 70 °С. Следует отметить, что по мере накопления материалов о проведении опытно-промышленных работ в разных геолого-промысловых условиях представления об эффективности добавок ПАВ в чистом виде становятся менее оптимистичными. Прирост нефтеотдачи оказывается меньше ожидаемого. В настоящее время популярность приобретают методы, основанные на применении композиций ПАВ и других реагентов.

Применение двуокиси углерода. СО₂ можно нагнетать в сжиженном виде в пласт в виде оторочки, которую продвигают нагнетаемой вслед за ней водой. Чаще применяют водный раствор СО₂, оторочка которого также проталкивается нагнетаемой в пласт водой. Углекислота очень хорошо растворяется в нефти. Переходя в нефть, она увеличивает ее объем в 1,5–1,7 раза, снижает вязкость, что улучшает вытеснение нефти из пор.

СО₂ не адсорбируется на стенках пустот породы, поэтому метод может успешно применяться на поздних, водных стадиях разработки залежей, с обычным заводнением, т.е. в качестве вторичного при нефтенасыщенности 35–40 %. Нефтеотдача при этом может быть увеличена на 5–10 пунктов.

Большой эффект достигается при вязкости нефти 10–15 мПа·с. При большей вязкости смесимость СО₂ с нефтью ухудшается. Поскольку смесимость улучшается с увеличением давления, следует выбирать объекты с пластовым давлением

более 10 мПа. По существу, этот метод может быть отнесен и к группе методов смешивающегося вытеснения.

Мицеллярное заводнение. В качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают мицеллярный раствор в объеме около 10 % пустотного пространства залежи, узкую оторочку которого перемещают более широкой оторочкой буферной жидкости — раствора полимера, а последнюю — водой. Состав мицеллярного раствора: легкая углеводородная жидкость, пресная вода, поверхностно-активные вещества, стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул, внутри которых молекулы нефти и воды могут перемещаться относительно друг друга. Метод предусматривает достижение близких значений вязкости пластовой нефти, мицеллярного раствора и буферной жидкости.

Он предназначается в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Для применения известных мицеллярных растворов рекомендуется выбирать залежи нефти в терригенных коллекторах порового типа (нетрециноватых), относительно однородных, не содержащих карбонатного цемента, во избежание нарушения структуры раствора. Желательна средняя проницаемость пластов более $0,1 \text{ мкм}^2$. Остаточная нефтенасыщенность пласта технологически не ограничивает применения метода, но из-за 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 $80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Теплофизические методы. Применение этих методов основано на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют пар или горячую воду.

Метод вытеснения нефти паром рекомендуется для разработки залежей высоковязких нефтей вплоть до 1000 мПа·с и более.

В России для залежей с вязкостью нефти 30–60 мПа·с теоретически обоснован и получил наибольшее признание процесс, при котором путем нагнетания пара в пласт в нем со-

здается высокотемпературная оторочка в объеме 20–30 % от объема пустотного пространства залежи, которая затем перемещается закачиваемой в пласт водой.

При большей вязкости нефти нагнетание пара должно быть более продолжительным и даже постоянным. Применение метода позволяет достигать значений коэффициентов извлечения нефти до 0,4–0,6.

Метод обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, гидрофилизацию породы-коллектора, тепловое расширение породы и содержащихся в ней жидкостей.

Выбор залежей для применения метода основывается главным образом на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла, вводимого с поверхности. Глубина залегания пласта ограничивается примерно 1000 м во избежание чрезмерно высоких потерь тепла в породы через ствол нагнетательной скважины. Рекомендуемая нефтенасыщенная толщина — 10–40 м. При меньшей толщине резко возрастают потери тепла в породах, покрывающих и подстилающих продуктивный пласт. При чрезмерно большой толщине горизонта возможен низкий охват воздействием по вертикали. 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.

Нагнетание пара 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 разрушениям, с низкой глинистостью (не более 10 %). Более благоприятны для процесса мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее благоприятны — полимиктовые, с обломками глинистых пород.

Применение метода эффективно при расстояниях между скважинами не более 200–300 м.

Наиболее крупные проекты разработки залежей с закачкой пара в пласт реализованы на Сахалине и в Республике Коми.

Метод вытеснения нефти горячей водой может применяться для разработки нефтяных залежей высоковязких нефтей с целью повышения коэффициента извлечения нефти и зале-

жей высокопарафинистых нефтей для предотвращения выпадения парафина в твердом виде в пласте. Повышение коэффициента извлечения нефти обусловливается теми же факторами, что и при нагнетании пара. Однако этот процесс намного менее эффективен, поскольку для прогрева пласта, вследствие 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 пластовой температуры в процессе разработки может приводить к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для предотвращения этого следует при заводнении 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 лимитируется величиной теплопотерь в скважине и в пласте.

Термохимические методы. Они 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 нагнетательной скважины и перемещения зоны (фронта) горения по пласту путем последующего нагнетания 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 пара, т.е. перенос тепла в зону впереди фронта горения, и способствует увеличению коэффициента извлечения нефти при значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Второй процесс намного 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 необходимость увеличения давления нагнетания воздуха с ростом глубины залегания пластов и современные возможности имеющихся в отрасли компрессоров высокого давления, следует выбирать залежи, расположенные на глубинах до 1500–2000 м. Методы могут быть рекомендованы для залежей с вязкостью пластовой нефти, от 30 до 1000 мПа·с и более. Такие нефти содержат достаточное количество тяжелых фракций, 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 %. Толщина пласта должна быть более 3–4 м. Рекомендации по верхнему пределу толщины в литературе неоднозначны. Среди других рекомендаций имеются указания на то, что при лучшей проницаемости средней части эксплуатационного объекта нефтенасыщенная толщина 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 температурой горения 700 °С и выше применим для терригенных коллекторов. При влажном и особенно сверхвлажном процессах горение протекает при температуре 300–500 °С, поэтому они применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов.

Процесс сухого горения эффективен лишь при плотных сетках скважин, до 2–3 га/скв. При реализации влажного горения, благодаря значительным размерам зоны прогрева впереди фронта горения, возможно применение сеток до 12–16 га/скв.

Методы смешивающегося вытеснения. К этой группе новых методов относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами: двуокисью СО₂, сжиженными нефтяными газами (преимущественно пропаном), обогащенным газом (метаном со значительным количеством С₂–С₆), сухим газом высокого давления. Каждый из методов эффективен при определенных компонентных составах и фазовых состояниях нефти и давлении, при котором может происходить процесс смешивания. 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 приме-

нять для залежей с большими глубинами залегания пластов — более 1000—1200 м. Благоприятны также вязкость пластовой нефти менее 5 мПа·с, толщина пластов до 10—15 м. Методы могут использоваться при различной проницаемости пластов, но практически их целесообразно применять при низкой проницаемости, когда не удастся реализовать более дешевый метод — заводнение.

Методы вытеснения нефти газом высокого давления и обогащенным газом рекомендуются для пластов с высокой нефтенасыщенностью — более 60—70 %. Вытеснение углекислым газом, как уже отмечалось выше, может быть достаточно эффективным и при меньшей ее величине (35—40 %), что позволяет использовать его после значительного обводнения пластов в результате разработки с применением обычного заводнения.

Ввод в разработку новых залежей со сложными геолого-физическими условиями (пониженная проницаемость, макро- и микронеоднородность, повышенная или высокая вязкость нефти и др.) потребовал поиска вытесняющих агентов с более действующими характеристиками.

В последние годы резко возросли масштабы исследовательских и промысловых работ по поиску и применению новых способов воздействия на нефтяные пласты. В них активно включились соответствующие научные организации России. Широко эти работы поставлены в Татарстане, Башкортостане, Удмуртской Республике, Западной Сибири и в других нефтедобывающих районах.

Большое признание нашли методы воздействия, основанные на сочетании двух или более агентов, каждый из которых в отдельности оказывается малоэффективным.

Так, широко применяют физико-химические методы с добавками к воде совместно полимера и ПАВ, а также методы с добавлением к этим двум компонентам кислот или щелочей.

Соотношение компонентов строго дозируется для обеспечения повышенных вытесняющей и отмывающей способностей нагнетаемой воды в конкретных геолого-физических условиях.

Нашел признание разработанный в ТатНИПИнефти метод циклического поочередного нагнетания в пласты воды и добытой из залежи нефти, что способствует увеличению охвата процессом вытеснения залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти.

Повышению охвата процессом заводнения пластов с низ-

кой вязкостью нефти при их малой проницаемости и неоднородном строении способствует поочередное циклическое нагнетание в них воды и газа.

Сочетание заводнения с газовым воздействием может быть обеспечено также путем некоторого, строго регламентированного выделения в пласте газа из нефти за счет снижения пластового давления менее давления насыщения. Создание таким способом в пласте режима вытеснения газированной нефти водой способствует лучшему вытеснению нефти из малопроницаемых коллекторов.

Большого успеха в разработке залежей вязкой и высоковязкой нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах добились нефтяники Удмуртской Республики. Для таких залежей малоэффективными оказались и обычное заводнение, и полимерное заводнение, и даже известные тепловые методы, применяемые каждое в отдельности. Созданы и внедряются принципиально новые высокоэффективные технологии теплоциклического воздействия — многократное повторное нагнетание пара и холодной воды через нагнетательные и добывающие скважины, термополимерное воздействие, основанное на сочетании двух таких факторов, как температура и водный раствор полимера (нагнетается прогретый полимер).

Комбинирование различных методов открывает широкие возможности для создания новых технологий разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

§ 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 водогазонапорном.

Снижение пластового давления в разрабатываемых газо-

вых 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 также может 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 их эксплуатации. 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 заключается в том, что вследствие высокой подвижности газа даже при больших размерах залежей каждая из них представляет собой единую газодинамическую систему, все части которой в процессе разработки в той или иной мере 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.

Следующая особенность разработки газовых залежей, также обусловленная высокой подвижностью газа, — высокие дебиты скважин, примерно на два порядка превышаю-

щие 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 увеличения 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 вплоть до 95–99 %, после чего выводятся из работы. В результате из обводняющихся скважин отбираются большие объемы попутной воды. При разработке газовых залежей скважины, в которых появилась вода, выводятся из эксплуатации после относительно небольших отборов воды, с восполнением при необходимости действующего фонда скважин за счет бурения. Это связано с особенностями промыслового обустройства газовых месторождений.

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 в пласте начинаются фазовые переходы – часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в пустотах породы и частично остается в недрах, что обуславливает его потери 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

ние 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 следует прекращать, нагнетательные скважины переводить в фонд добывающих и залежь разрабатывать как обычную газовую. Внедрение этого процесса сдерживается тем, что значительная часть сухого газа продолжительное время не будет использоваться в народном хозяйстве, а также техническими сложностями реализации процесса.

Важная особенность проектирования разработки газовых и газоконденсатных залежей с малым содержанием конденсата при природных режимах заключается в том, что общее проектное количество добывающих скважин определяют 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 баланса и др.

На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки сильно влияет их геолого-промысловая 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. При прочих равных условиях при водонапорном режиме пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом режиме, с повышением активности законтурной 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, при проявлении в них напора контурных вод, 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 толщине продуктивных отложений с целью максимально возможного выравнивания скорости внедрения воды. Необходимо выполнение большого объема работ в скважинах по изоляции (выключению из работы) обводненных 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 значение коэффициента извлечения газа при водонапорном режиме колеблется в довольно широком диапазоне. На залежах с умеренной неоднородностью коллекторских свойств можно достичь высокого значения коэффициента извлечения, близкого к таковому при газовом режиме (0,9–0,95). 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.

При размещении скважин на газовой залежи с водогазонапорным 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 толщины пород в скважинах. Выполнение этого условия в большей степени обеспечивает равномерная сетка размещения скважин.

Геологическое строение залежей оказывает влияние на решение вопроса о выделении эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельными сериями скважин. Залежи массивного строения, представляющие собой четко выраженные единые гидродинамические системы, даже в случае большой толщины продуктивных отложений, достигающей нескольких сот метров, при газовом режиме можно разрабатывать одной серией скважин, т.е. как единый эксплуатационный объект. При пластовом строении залежей в условиях затрудненной сообщаемости пластов и большой суммарной газонасыщенной толщине как при газовом, так и при водонапорном режиме целесообразнее выделять два-три объекта разработки. Такое решение обеспечивает большие возможности управления разработкой каждого из объектов. При сходности коллекторских свойств пластов в условиях пластового строения залежи и относительно небольшой суммарной толщины 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 вскрывают выборочно.

Значительно влияет на системы разработки и обустройства газовых месторождений глубина залежей. При инфильтрационной природе пластового давления (а именно в этих условиях наиболее вероятно проявление активного водогазонапорного 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 небольших размерах залежи, значительных углах падения пород и отсутствии взаимодействия залежи с законтурной областью (залежь литологического типа с наличием "запечатывающего" слоя у ее основания) предпочтение может быть отдано варианту с размещением нагнетательных скважин во внутренней, а добывающих — во внешней части залежи. 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.

При хорошей связи газоконденсатных залежей с водонапорной системой, особенно при пологом залегании пластов, большие преимущества имеет вариант с размещением нагнетательных скважин в периферийной части залежей, а добывающих — во внутренних частях залежей. Это обеспечивает условия для продолжительной безводной эксплуатации добывающих скважин. 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.

Газоконденсатные залежи с применением заводнения могут разрабатываться при высокой проницаемости пород-коллекторов, обеспечивающей 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 газовых и газоконденсатных залежей, 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. Разрушение 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 динамики добычи газа.

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 влияют 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 геолого-промысловую 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 является единственным объектом разработки. В этом случае и месторождение, и эксплуатационный объект называют однопластовым.

На многопластовых месторождениях до 40-х годов каждый продуктивный пласт обычно служил объектом разработки — базисным или возвратным. Базисные объекты разрабатывались определенными системами пробуренных на них скважин. Возвратные продолжительное время находились в кон-

сервации и затем вводились в разработку скважинами, выполнявшими свое назначение по базисному объекту.

При внедрении заводнения, позволяющего управлять процессом разработки, стало правилом на многопластовом месторождении выделять не только однопластовые эксплуатационные объекты, но и объекты, состоящие из двух-трех пластов и иногда более. При этом понятие "возвратный объект" ушло в прошлое. При выделении на месторождении нескольких объектов разработки на каждый из них, как правило, проектируется самостоятельная система скважин.

Решение вопроса о рациональном группировании пластов в эксплуатационные объекты на многопластовом месторождении связано с определенными трудностями, так как в ряде случаев могут быть предложены разные варианты. В то же время каждый вариант имеет положительные и отрицательные моменты. Решение о выделении минимального количества объектов (т.е. о расчленении на крупные объекты) позволяет разрабатывать месторождение меньшим количеством скважин и тем самым обеспечивать весомую экономию капитальных вложений. Однако при этом суммарная продуктивность скважин может оказаться несколько меньшей, чем сумма значений продуктивности пластов при их отдельной разработке, затрудняется управление процессом разработки. Так, при наличии в разрезе месторождения четырех примерно одинаковых продуктивных пластов могут быть рассмотрены следующие варианты: выделение каждого пласта в самостоятельный объект (рис. 61, а), выделение двух двухпла-

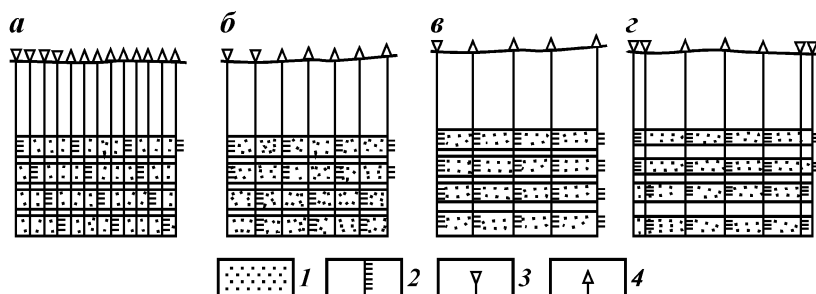


Рис. 61. Варианты выделения эксплуатационных объектов при наличии четырех продуктивных пластов:

а — четыре однопластовых объекта; *б* — два двухпластовых объекта; *в* — один четырехпластовый объект; *г* — один четырехпластовый объект с раздельным нагнетанием воды в пласты. 1 — пласт-коллектор; 2 — интервал перфорации; скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

товых объектов (рис. 61, б), объединение всех пластов в один объект (рис. 61, в). При значительной неоднородности пластов-коллекторов и существенных различиях их толщины и проницаемости количество возможных вариантов может быть увеличено (например, объединение в один объект двух средних пластов, в другой – верхнего и нижнего пластов; выделение однопластового и трехпластового объектов). Могут быть выбраны также промежуточные варианты, при которых в добывающих скважинах продуктивные пласты перфорируют совместно, а нагнетание воды проводят отдельно в пары пластов (см. рис. 69, в) 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, как благоприятствующие, так и препятствующие объединению пластов для совместной разработки; на втором этапе этот вопрос решают с учетом технологических и экономических факторов.

При выделении объектов разработки, состоящих из нескольких пластов, необходимо, чтобы выполнялись следующие геологические требования:

объединяемые для совместной разработки пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности, что предопределяет их расположение на близких глубинах, небольшие различия в начальном пластовом давлении и температуре 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.;

желательно, чтобы пласты мало различались по проницаемости и неоднородности, что способствует приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притоку нефти из всех пластов при общем забойном давлении;

между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков жидкости между соседними по разрезу объектами;

вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;

нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки (например, нельзя объединять пласты с сернистой и бессернистой нефтью);

эксплуатационный объект должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин.

Для некоторых месторождений учета геологических требований оказывается достаточно для решения вопроса о выделении объектов разработки. В случаях, когда этого недостаточно, выполняют 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 общего количества скважин, добычи нефти и объемов отбираемой воды;

расчет по вариантам экономических показателей — в соответствии с требованиями рыночной экономики;

выбор варианта с максимальными показателями годовой добычи нефти по месторождению при наибольшем экономическом эффекте и лучшем использовании недр.

Расчеты технологических и экономических показателей разных вариантов проводят с учетом понижающего влияния объединения высокопродуктивных пластов на коэффициент продуктивности скважин. В качестве количественного показателя для оценки последствий объединения пластов в объекты в разном сочетании В.Г. Каналин и другие исследователи рекомендуют использовать коэффициент продуктивности скважин. На величину этого коэффициента влияют количество пластов, объединяемых в эксплуатационный объект, и степень различия в геолого-промысловых характеристиках пластов. Значения коэффициентов продуктивности пластов при раздельной их эксплуатации определяют по соответствующим параметрам этих пластов.

На выбор оптимального варианта выделения объекта заметное влияние может оказывать глубина залегания продуктивных пластов. Поскольку при большой глубине резко возрастает стоимость бурения скважин, оптимальному варианту при большой глубине может соответствовать меньшее количество выделяемых объектов, чем при прочих равных условиях, но при небольшой глубине. На выбор объектов могут оказывать влияние также другие условия освоения месторож-

дения (расположение месторождения в пределах шельфа, в сложных поверхностных условиях и др.).

Опыт разработки многопластовых высокопродуктивных 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 на высокопродуктивных месторождениях крупных многопластовых объектов разработки, господствовавшее в 40–60-х годах, было излишне оптимистичным. Если раньше часто принимались решения о выделении эксплуатационных объектов с суммарной нефтенасыщенной толщиной до 40–50 м и более, содержащих до 5–10 и более пластов различной толщины, то в настоящее время обычно выделяют объекты с толщиной 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 было пробурено большое количество скважин раздельно на каждый горизонт. Аналогично были разукрупнены некоторые объекты на ряде месторождений Западной Сибири – Самотлорском, Усть-Балыкском и др. На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения корректировка первоначального решения выполнена иначе. Здесь на первом этапе для совместной разработки были объединены все семь пластов горизонта D_1 . Впоследствии общее количество скважин на площади было увеличено, при этом в каждой новой скважине перфорировались те пласты, которые должным образом не участвовали в разработке на данном участке площади.

При разработке многопластового месторождения проектные решения по системам разработки каждого из эксплуатационных объектов должны приниматься с учетом наличия других 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 улучшить их выработку. При этом появляется также возможность контроля за выработкой пластов (неперфорированных) одного объекта в скважинах другого нейтронными методами. Скважины одного объекта следует располагать со смещением на площади относительно скважин другого объекта.

При проектировании систем разработки соседних по разрезу объектов необходимо принимать во внимание, что наличие между ними непроницаемого раздела не исключает случаев перетока жидкости между объектами на локальных участках, где этот раздел отсутствует, а также по заколонному пространству скважин с некачественным цементированием. Перетоки наиболее возможны на участках, где между соседними объектами создаются большие перепады давления. Для предотвращения перетоков рекомендуется располагать территориально в одних местах ряды нагнетательных и ряды добывающих скважин соседних объектов. При этом 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. 62, а). В таких условиях перетоки жидкости между объектами практически исключаются. При несоблюдении этой рекомендации области высокого давления одного объекта могут оказаться совмещенными в плане с областями низкого давления другого объекта (рис. 62, б). Предпосылки для перетоков жидкости из нижнего объекта в верхний возникают на участках, где расположены ряды нагнетательных скважин нижнего объекта, а из верхнего в нижний — на участках, где расположены нагнетательные скважины верхнего объекта.

Из-за отсутствия опыта разработки в начале применения заводнения и несоблюдения рекомендуемых условий перетоки жидкости между объектами были допущены на ряде участков первых разрабатываемых с заводнением месторождений — Туймазинском, Шкаповском и др. Для прекращения перетоков потребовалось проведение ряда трудоемких технологических мероприятий.

При выделении в разрезе месторождения двух или нескольких эксплуатационных объектов в проектном документе устанавливают последовательность их освоения. Следует различать три возможные ситуации в зависимости от сравнительной продуктивности объектов.

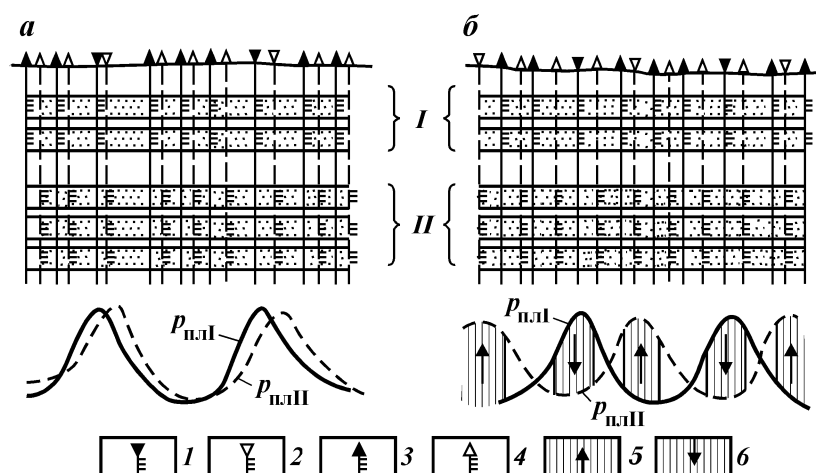


Рис. 62. Профили пластового давления $p_{пл}$ эксплуатационных объектов I и II при разном размещении нагнетательных и добывающих скважин:
a – зоны нагнетания и зоны отборов по объектам совмещены в плане;
б – зоны нагнетания одного объекта совпадают с зонами отборов другого. Скважины соответственно I и II объектов: $1, 2$ – нагнетательные, $3, 4$ – добывающие; 5 – участки с $p_{плII} > p_{плI}$, где возможны перетоки жидкости из нижнего объекта II в верхний объект I ; 6 – участки с $p_{плI} > p_{плII}$, где возможны перетоки жидкости из верхнего объекта I в нижний объект II

1. В условиях примерной равноценности объектов целесообразно осуществлять их одновременное разбуривание и освоение. Это устраняет необходимость неоднократного перемещения буровых мощностей по площади месторождения.

2. При значительной разнице продуктивности объектов, но при условии, что разработка малопродуктивных объектов самостоятельной серией скважин тем не менее рентабельна, возможно последовательное освоение объектов, начиная с наиболее продуктивного.

3. Высокоэкономичным путем разработки эксплуатационных объектов с разной продуктивностью может быть применение метода одновременно-раздельной эксплуатации объектов в скважинах. Метод предусматривает бурение на два (возможно, и на три) объекта единой серии скважин и установку во всех нагнетательных и добывающих скважинах специального оборудования, которое обеспечивает раздельную эксплуатацию объектов, учет добываемой продукции и нагнетаемой воды каждого объекта при забойных давлениях, соответствующих их продуктивности и приемистости.

При разработке многопластовых месторождений с низкой продуктивностью всех пластов (такие месторождения в последнее время нередко вводятся в разработку) выделение нескольких объектов разработки не обеспечивает достаточно высоких дебитов скважин и оказывается нерентабельным. По таким месторождениям целесообразно более решительно идти на объединение пластов в объекты разработки. При этом необходимо изыскивать надежные способы раздельного определения показателей работы (дебитов, обводненности, давления и др.) каждого из пластов, методы изоляции пластов, обводняющихся ранее других.

При разработке залежей нефти, приуроченных к крупным карбонатным массивам толщиной в несколько сотен метров, обычно трещиноватым, практикуют условное расчленение их на этажи разработки с последовательной выработкой их снизу вверх — единой серией скважин или бурением самостоятельных скважин на каждый из этажей (в последнем случае фактически выделяется несколько объектов разработки).

§ 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВИДА ЗАВОДНЕНИЯ

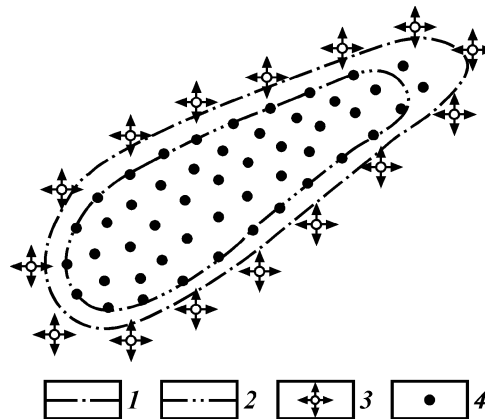
Применяемые основные виды заводнения приведены на рис. 63. Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи и ее водонефтяной зоны, вязкостью пластовой нефти, типом породы-коллектора и ее проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне ВНК, наличием дизъюнктивных нарушений и др.

Ниже приводятся краткая характеристика различных видов заводнения и геологические условия, для которых они в основном могут рекомендоваться.

Законтурное заводнение. При этой разновидности заводнения нагнетательные скважины располагаются в законтурной части продуктивного пласта (рис. 63), по всему периметру залежи, 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 высокоэффективен при небольшой ширине залежей (до 4–5 км), в основном при малой относительной вязкости пластовой нефти (до 5), высокой проницаемости коллектора (0,4–0,5 мкм² и более), сравнительно од-

Рис. 63. Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением.

Контур нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний; скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие



нородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью. Более широко законтурное заводнение апробировано на залежах пластового типа, но при указанных геолого-физических условиях получены хорошие результаты и на залежах массивного типа, в том числе и в карбонатных коллекторах.

Применение рассматриваемого вида заводнения в названных весьма благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокого нефтеизвлечения (до 60–65%). Добывающие скважины могут быть расположены 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 можно сократить количество скважин для разработки объекта и объема попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды.

Для разработки нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение целесообразнее применять при обеспечении неподвижности ГНК путем регулируемого отбора газа из газовой шапки.

При законтурном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре-пять добывающих скважин.

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 Самарской области, пласта B_1 Жирновского месторождения в

Волгоградской области, пласта D_{3-1} Соколовского месторождения в Саратовской области и других залежей.

Приконтурное заводнение. При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагаются вблизи внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи (рис. 64). Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта 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 достигаемого нефтеизвлечения приконтурное заводнение приближается к законтурному.

Приконтурное заводнение исследовано при разработке залежей пласта D_{2-y} Соколовского месторождения в Саратовской области, пласта XIV месторождения Горское и верхнемелового горизонта месторождения Хаян-Корт в Грозненском районе, горизонта XIV месторождения Кулсары в Эмбенском нефтеносном районе и др.

Внутриконтурное заводнение. При этом виде заводнения нагнетание воды ведется в скважины, расположенные в пределах залежи, т.е. в нефтяной зоне. Применяют целый ряд разновидностей внутриконтурного заводнения.

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через скважины, расположенные рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания. Скважины разрезающих рядов после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить прискважинные зоны пласта и снизить пластовое давление в ряду, т.е. создает условия для успешного освоения

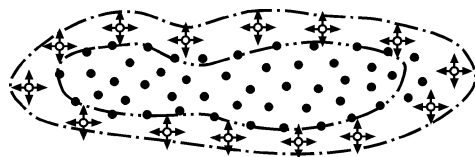


Рис. 64. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением. Условные обозначения см. на рис. 63

скважин под закачку воды. Затем скважины в ряду осваивают под нагнетание через одну, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. Этот период освоения разрезающего ряда очень важен, поскольку позволяет сократить возможные потери нефти в ряду между скважинами и обеспечить за счет интенсивной эксплуатации промежуточных скважин быстрый рост добычи нефти уже в начальной фазе освоения эксплуатационного объекта.

После обводнения промежуточных нагнетательных 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 этого 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 ухудшении условий фильтрации у ВНК.

Выделяют подвиды этого вида заводнения – разрезание на площади и блоковое.

При заводнении с разрезанием эксплуатационного объекта на площади разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, 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 многопластового эксплуатационного объекта и общем для всех пластов ВНК количестве нефтенасыщенных пластов и соответственно нефтенасыщенная толща объекта уменьшаются от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов. Большое

преимущество такой системы разработки — возможность начинать разработку крупного объекта с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Но применение такого способа возможно при условии, что ко времени ввода объекта в разработку известно положение внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем его пластам.

При **блоковом заводнении** нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), размещают ряды добывающих скважин в таком же направлении. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис. 65). При "круговой" форме залежей с обширными площадями нефтеносности направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — вкрест выявленной преобладающей ориентации зон с повышенной толщиной (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов (рис. 66). В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечивается большее влияние на них закачки воды. При ином направлении разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной доли нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетания воды.

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количества рядов добывающих скважин в блоке.

Решение этого вопроса диктуется необходимостью обеспечивать влияние нагнетания воды на всю ширину блоков, не допуская консервации их внутренних частей.

Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в зависимости от гидропроводности объекта. Уменьшение ширины полос повышает активность системы заводнения, благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктив-

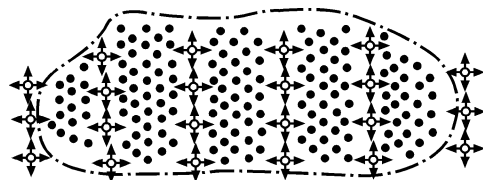


Рис. 65. Система разработки нефтяной залежи с **блоковым заводнением**. Условные обозначения см. на рис. 63

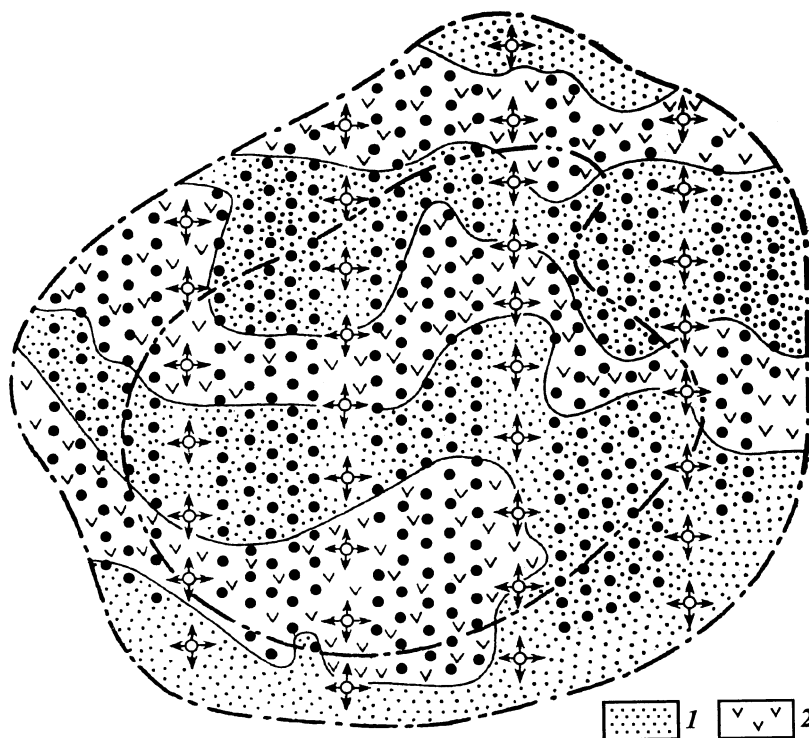


Рис. 66. Система разработки крупной "круговой" нефтяной залежи с блоковым заводнением.
 Зоны с толщиной и коллекторскими свойствами пласта: 1 – высокими, 2 – низкими; остальные условные обозначения см. на рис. 63

ность залежи. Чтобы избежать 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 "стягивающего". При повышенной ширине блоков (3,5–4 км) принято располагать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине (1,5–3 км) – три ряда. В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют пятирядным или трехрядным. Количество добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную, при пятирядной и трехрядной системах соответственно составляет около 5 и 3.

Систему с узкими блоками и трехрядным размещением скважин можно применить и на высокопродуктивном экс-

платационном 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 толщиной (менее 3–4 м). В некоторых случаях при монолитном строении высокопроницаемых пластов более успешным может быть вариант с комбинированным заводнением, при котором периферийная неразбуренная зона может быть расширена вплоть до изопахиты нефтенасыщенной толщины 5–6 м. При этом система разработки с разрезанием залежи, распространенная до этой изопахиты, сочетается с законтурным заводнением, за счет которого в указанных условиях может быть обеспечено вытеснение нефти из неразбуренной периферийной зоны к разбуренной основной части.

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.

Разрезание нефтяных залежей на блоки нашло широкое применение практически во всех нефтедобывающих районах страны — в Самарской области (месторождения Мухановское, Кулешовское, Покровское и др.), Арланское месторождение в Башкирии. Большинство месторождений Западной Сибири также разрабатываются с применением блокового заводнения, в том числе Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское и др.

Обычно внутриконтурное разрезание нефтяных залежей рядами нагнетательных скважин на блоки или площади применяют для эксплуатационных объектов с умеренной неоднородностью строения — при широком распространении пластов-коллекторов на площади, при средней проницаемости более 0,007–0,1 мПа·с, при вязкости пластовой нефти до 15–20 мПа·с.

На раннем этапе внедрения заводнения для залежей с умеренными площадями нефтеносности рекомендовалось так

называемое **сводовое заводнение**. При нем предусматривалось расположение нагнетательных скважин в сводовых частях залежей — в виде линейного разрезающего ряда по длинной оси структуры при вытянутой антиклинальной форме залежи или в виде групп из нескольких скважин в своде при брахиантиклинальном строении залежи. Обычно такой вид внутриконтурного заводнения сочетали с законтурной закачкой воды.

Этот вид заводнения себя не оправдал и впоследствии широкого применения не нашел. Это обусловлено нецелесообразностью искусственного обводнения чисто нефтяной, лучшей по продуктивности центральной части залежи при расположении рядов добывающих скважин в менее продуктивных частях, в том числе и в природной водонефтяной зоне.

Площадное заводнение — также разновидность внутриконтурного, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин — треугольной или квадратной — нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности. Местоположение добывающих и нагнетательных скважин в принимаемой сетке определяется в проектном документе на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами, охарактеризованными выше, поскольку здесь каждая добывающая скважина непосредственно контактирует с нагнетательными (при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних добывающих рядов) и на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин. Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной соотношения 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 обычно при площадном заводнении системы показаны на рис. 67. Наиболее широкое применение нашли пятиточечная, обращенная семиточечная и обращенная девятиточечная системы. Они обычно рекомендуются для эксплуатационных объектов с терригенными или карбонатными коллекторами порового типа и широко применяются

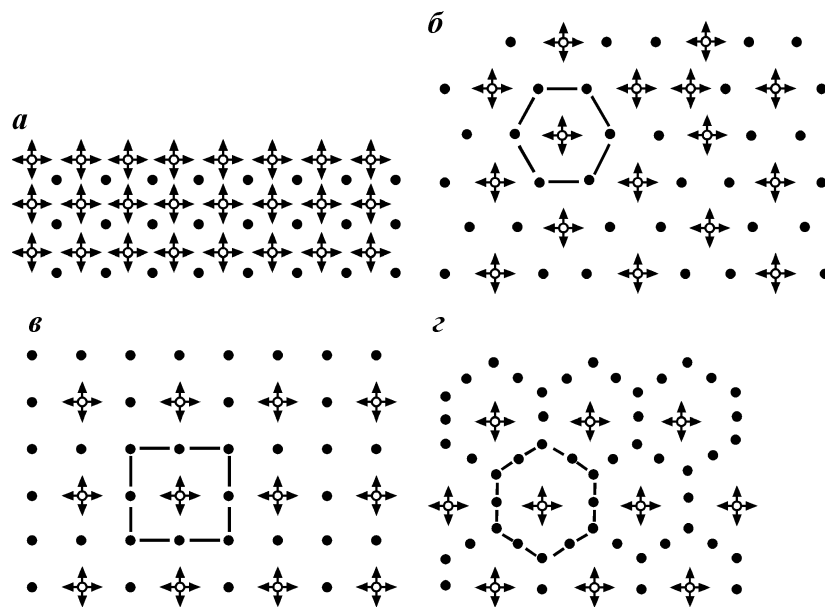


Рис. 67. Системы разработки с площадным заводнением.
 Формы сетки скважин: *а* – пятиточечная, *б* – семиточечная обращенная, *в* – девятиточечная обращенная, *г* – ячеистая; пунктиром выделен элемент системы; остальные условные обозначения см. на рис. 63

при разработке объектов с низкой проницаемостью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти или объектов с низкой проницаемостью и повышенной вязкостью. Такие системы, так же как и блоковая система с разрезанием на узкие полосы, можно применять 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, например, сроком возможной эксплуатации морских сооружений в условиях шельфа.

Специалистами объединения "Удмуртнефть" доказана целесообразность применения для залежей нефти повышенной вязкости, приуроченных к трещинно-поровым карбонатным коллекторам, площадной системы заводнения, названной ими ячеистой (рис. 67, г). При разработке таких залежей коллек-

тор в добывающих скважинах ведет себя как поровый, а в нагнетательных, в связи с раскрытием трещин под влиянием высокого забойного давления, — как трещинно-поровый. Приемистость нагнетательных скважин резко возрастает после создания возле них искусственных водонасыщенных зон. 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 обуславливает низкий уровень добычи при большом объеме закачиваемой в пласт воды, намного превышающем объем отбираемой из пласта жидкости.

Ячеистая система обеспечивает резкое увеличение отношения количества добывающих и нагнетательных скважин (до 6 : 1 и более), а также расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами при малых расстояниях между добывающими скважинами. Это способствует соответствию объемов нагнетаемой воды и добываемой жидкости, замедляет обводнение добывающих скважин.

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и 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 неодновременным вводом новых добывающих скважин в элемент, остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями дебитов скважин и др.

В связи с низкой продуктивностью залежей, при которой применяется площадное заводнение, и вследствие указанных особенностей процесса разработки коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,4–0,45.

Площадное заводнение в различных модификациях нашло применение на месторождении Чутыр-Киенгопском и других в Удмуртии (пласт А₄), Октябрьском (пласт XX) в Грозненском районе, на многих малопродуктивных залежах месторождений Западной Сибири и Волго-Урала.

Избирательное заводнение — разновидность внутриконтурного заводнения — предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатаци-

ционного объекта по равномерной сетке (рис. 68). При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта 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 некоторых периферийных площадей девонской залежи нефти и залежей в каменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения в Татарии, в бобриковском горизонте Краснохолмской группы месторождений в Башкирии, на ряде месторождений других районов.

Очаговое заводнение по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнений (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.). 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 основного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже

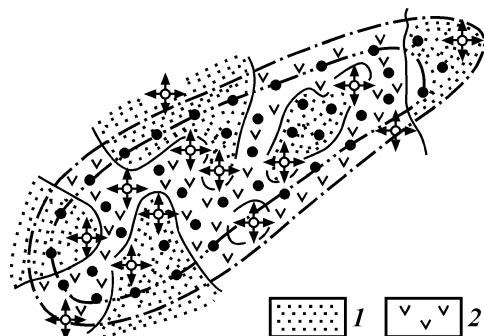


Рис. 68. Система разработки с избирательным заводнением.

Зоны пласта с проницаемостью: 1 — высокой, 2 — низкой; остальные условные обозначения см. на рис. 63

выполнили, т.е. расположенные на заводненных участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко: это одно из главных мероприятий по развитию и совершенствованию основных систем разработки с заводнением.

Головное заводнение. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях.

Барьерное заводнение. Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых и 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. 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 другими его видами или с использованием энергии напора пластовых вод.

С применением барьерного заводнения разрабатывают ряд нефтегазовых залежей в Волгоградской области (Бахметьевское, пласт Б₁ и др.), Западной Сибири (залежи в пластах группы А Самотлорского месторождения) и других районах.

Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта исходя из его геолого-промысловой характеристики для него могут быть рекомендованы два, а иногда и три конкурирующих вида заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться наряду с поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может конкурировать 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, на 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 по строго геометрической сетке, форму которой определяют с учетом принимаемой разновидности метода воздействия на пласт, а густоту (плотность) — с учетом средних параметров объекта. На втором этапе последовательно бурят скважины резервного фонда, предусмотренные проектным документом в количестве 10–50 %, а иногда и более от количества скважин основного фонда. Местоположение резервных скважин в первом проектом документе не определяется, а их количество обосновывается исходя из сложности строения объекта разработки, плотности принимаемой сетки основного фонда скважин, степени изученности объекта. Впоследствии места заложения резервных скважин устанавливают по данным основного фонда скважин на основе большого объема геолого-промысловой 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. 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 (с различными расстояниями между скважинами) сетка скважин, отвечающая геологическим особенностям объекта и заданным технологическим показателям разработки.

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 подстилаемые водой. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки (рис. 69). В последнем случае добывающие и нагнетательные скважины фактически располагаются рядами. Равномерные сетки целесообразны также при внедрении новых методов воздействия на пласт, которые применяют для малопродуктивных залежей. Преимущество равномерных сеток заключается в том, что они позволяют вносить изменения в принятые системы разработки по мере более углубленного изучения объектов, изменять размещение нагнетательных скважин или увеличивать их количество, повсеместно или выборочно уплотнять сетку, осуществлять регулирование разработки путем периодического изменения направления потоков жидкости в пластах и т.д.

Равномерно-переменными называют сетки с линейным расположением скважин, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в

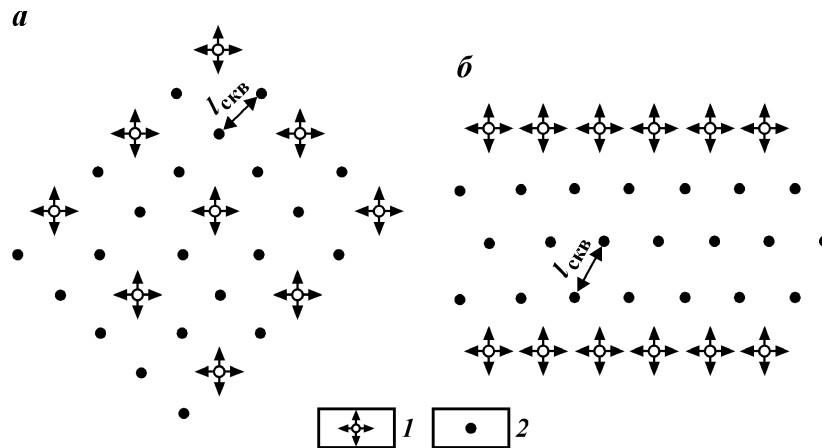


Рис. 69. Равномерная сетка скважин.

Заводнение: *a* – площадное, *б* – с разрезанием залежи на блоки. Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; $l_{\text{скв}}$ – расстояние между скважинами

рядах (рис. 70). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько большим. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин. Такое расположение скважин возможно и целесообразно на залежах пластового типа, которые, благодаря высокой продуктивности и относительно однородному строению, могут разрабатываться на природных режимах вытеснения нефти водой или в сочетании с теми видами заводнения, при которых нагнетательные скважины располагаются рядами (законтурное, приконтурное, разрезание на широкие блоки).

В последние годы применяется **ячеестое равномерно-перемеженное размещение** скважин, рекомендуемое для карбонатных трещинно-поровых пластов при повышенной вязкости пластовой нефти (см. рис. 67, „).

При расположении скважин рядами 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 и в условиях реализации систем разработки, при которых происходит стягива-

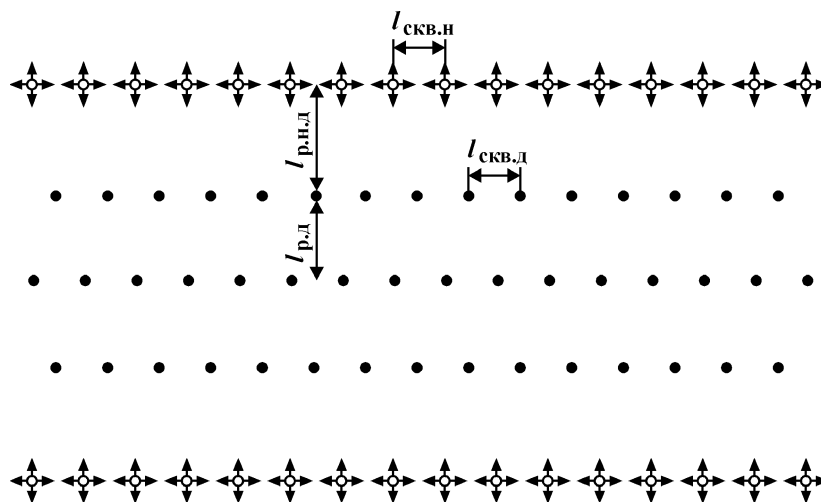


Рис. 70. Равномерно-переменная сетка скважин.

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

ние естественных контуров нефтеносности (системы с использованием природного напора вод и с законтурным и приконтурным заполнением). Такую форму рядов применяют также на площадях округлой формы, выделенных в пределах объекта рядами нагнетательных скважин для самостоятельной разработки.

Незамкнутыми называют ряды, обычно прямолинейные, которые пересекают залежь в определенном направлении и обрываются вблизи контура нефтеносности. Сюда же относят ряды, параллельные контуры нефтеносности, на залежах, тектонически или литологически экранированных (рис. 71). В таких случаях ряды будут изогнутыми.

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 обычно располагают не более двух замкнутых рядов добывающих скважин и в центральной части залежи (площади) — один незамкнутый ряд, к которому на поздних стадиях разработки будет стягиваться

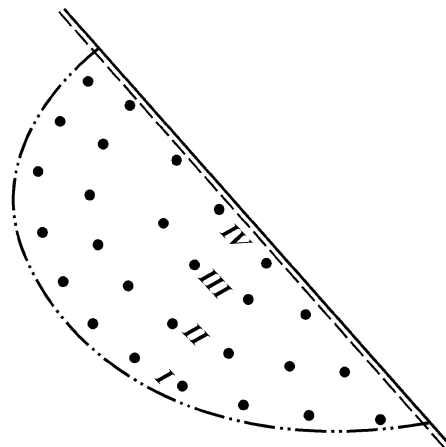
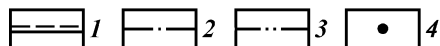


Рис. 71. Незамкнутые ряды добывающих скважин:

1 — дизъюнктивное нарушение; контуры нефтеносности: 2 — внешний, 3 — внутренний; 4 — добывающие скважины: I, II, III, IV — ряды скважин



контур нефтеносности. 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, и сетки с уплотнением к центру площади, когда названные расстояния сокращаются в этом направлении. Чаще проектируют сетку первого вида. Постепенное уменьшение расстояний между рядами и между скважинами в рядах основной сетки может быть предусмотрено при резком увеличении нефтенасыщенной толщины пластов к центру залежи (площади). Такое явление характерно, например, для водонефтяных залежей, имеющих значительную высоту. 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.

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 треугольную и квадратную (рис. 72). Треугольную сетку применяют при равномерном размещении скважин рядами, т.е. при разрезании залежей на блоки, а также при семяточечном площадном заводнении (см. рис. 67, ,). Квадратную сетку проектируют при пятиточечном, девятиточечном (см. рис. 67, б, ,) и часто при избирательном заводнении (см. рис. 68).

Скважины в равномерно-переменных сетках 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 в (м) между скважинами и между рядами, а также удельной — $\bar{S}_{\text{осн}}$ на одну скважину (га/скв.).

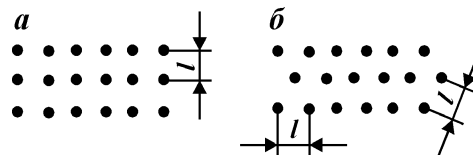
При равномерных сетках расстояния между скважинами одинаковые — $l_{\text{скв}}$, при этом площадь квадратной сетки $\bar{S}_{\text{осн}} = l_{\text{скв}}^2$, при треугольной — $\bar{S}_{\text{осн}} = l_{\text{скв}}^2 / 1,075$.

Равномерно-переменные сетки (см. рис. 70) характеризуются следующими расстояниями: $l_{\text{скв.д}}$ — расстояние между добывающими скважинами в рядах; $l_{\text{р.д}}$ — расстояние между рядами добывающих скважин; $l_{\text{р.н-д}}$ — расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым (внешним) рядом добывающих скважин; $l_{\text{скв.н}}$ — расстояние между нагнетательными скважинами в рядах. В случаях, когда расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами одинаковы, что бывает очень часто, сетка характеризуется тремя расстояниями: $l_{\text{скв.д}} \times l_{\text{р.д}} \times l_{\text{р.н-д}}$ (например, 500×600×700 м).

Очень часто дают характеристику плотности сетки добывающих скважин, указывая расстояние между рядами добывающих скважин и между скважинами в рядах.

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

Рис. 72. Формы равномерных сеток скважин.
Сетки скважин: а — квадратная, б — треугольная; l — расстояние между скважинами



высокой нефтеотдачи на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин. В разных геологических условиях применены следующие плотности основной сетки добывающих скважин.

Сетки добывающих скважин плотностью 60–40 га/скв. (от 700×800 до 600×700 м) — для единичных залежей с особо благоприятной характеристикой: с очень низкой относительной вязкостью нефти (менее 1), с достаточно высокой проницаемостью монолитного пласта, особенно при трещинном типе карбонатных коллекторов и массивном строении залежей.

Сетки добывающих скважин плотностью 30–36 га/скв. (от 600×650 до 500×600 м) — для залежей пластового типа с благоприятной характеристикой: с низкой относительной вязкостью пластовой нефти (до 2–3), с проницаемостью коллекторов более 0,4–0,5 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта.

Сетки добывающих скважин или нагнетательных и добывающих вместе в зависимости от разновидности заводнения плотностью 20–25 га/скв. (от 500×550 до 400×400 м) — для залежей нефти в геологически неоднородных пластах с пониженной проницаемостью 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 низкой проницаемостью пластов, а также для залежей с высокой относительной вязкостью нефти (более 15–20) и залежей, требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с образованием конусов воды или газа, неустойчивостью пород-коллекторов против разрушения 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 может существенно влиять глубина залежи. Из экономических соображений при прочих равных условиях для глубокозалегающих пластов целесообразными могут оказаться сетки, более разреженные по сравнению с сетками при небольших глубинах. В таких

случаях разреженную сетку сочетают с более активной системой воздействия. Однако необходимо учитывать, что при разреженных сетках потери нефти в недрах возрастают, особенно по объектам с неблагоприятной геологической характеристикой.

Как уже отмечалось выше, в результате бурения скважин резервного фонда эксплуатационный объект оказывается разбуренным по неравномерной сетке, соответствующей неоднородности его строения.

Для оценки полной плотности сетки скважин применяются несколько показателей:

1) средняя плотность сетки всего фонда пробуренных скважин на объекте разработки

$$\bar{S}_{\text{общ,д+н}} = S_{\text{общ}} / (N_{\text{д}} + N_{\text{н}}); \quad (\text{X.1})$$

2) средняя плотность сетки добывающих скважин на объекте в целом

$$\bar{S}_{\text{общ,д+н}} = S_{\text{общ}} / N_{\text{д}}; \quad (\text{X.2})$$

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 $S_{\text{з.о,д}}$ определяют лишь для систем разработки с линейным размещением скважин. Сравнение показателя $S_{\text{з.о,д}}$ с плотностью сетки основного фонда добывающих скважин $\bar{S}_{\text{осн,д}}$ позволяет судить о степени уплотнения сетки добыва-

ющих скважин 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 толщиной, малопродуктивные участки и др.). Значения $\bar{S}_{\text{общ,д+н}}$ и $\bar{S}_{\text{г.р,д+н}}$, так же как 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 $\bar{S}_{\text{общ,д+н}} > \bar{S}_{\text{з.о,д}}$, 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:

$$\bar{Q}_{\text{д+н}} = Q_{\text{извл}} / (N_{\text{д}} + N_{\text{н}});$$

$$\bar{Q}_{\text{д}} = Q_{\text{извл}} / N_{\text{д}},$$

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 добывающих скважин; $N_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти эксплуатационного объекта.

Действующие в настоящее время системы разработки с заводнением характеризуются широким диапазоном значений в основном в пределах 30–300 тыс. т/скв. Этот показатель обычно тем больше, чем лучше фильтрационная характеристика объекта, позволяющая применять сетку меньшей плотности.

Все сказанное выше о сетках скважин нефтяных эксплуатационных объектов относится к системам разработки, с разбуриванием залежей вертикальными или наклонно направленными скважинами. В последние годы все более широкое применение находят горизонтальные скважины с длиной горизонтальных стволов, создаваемых в пределах продуктивного горизонта, до 500–600 м. Строительство и эксплуатация таких скважин представляет ряд трудностей — затруднены перфорация, геофизические исследования, изоляция обводненных частей горизонта и др. Вместе с тем при удачной проводке горизонтальных скважин на ряде объектов их дебит может в 3–5 раз превышать дебит вертикальных

скважин. Объектами, благоприятными для бурения горизонтальных скважин, могут быть залежи или их части с небольшой нефтенасыщенной толщиной пластов — низкопроницаемые неоднородные пласты малой толщины, зоны над водо-нефтяным или под газонефтяным контактом, залежи на площадях с затрудненными условиями разбуривания и т.д.

Горизонтальные скважины можно применять для разбуривания объекта в целом или в сочетании с вертикальными скважинами. При дальнейшем развитии этого направления решение вопросов о расположении горизонтальных скважин во многом будет базироваться на огромном опыте разработки залежей вертикальными скважинами.

§ 4. ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ ОБЪЕКТЕ

Темпы разработки нефтяного эксплуатационного объекта зависят от градиента давления в пластах Δp :

$$\Delta p = \Delta p / L, \quad (X.6)$$

где $\Delta p = p_{\text{пл.н}} - p_{\text{заб.д}}$ — перепад давления между контуром питания и зоной отбора; $p_{\text{пл.н}}$ — пластовое давление на контуре питания (при заводнении — в месте нагнетания воды); $p_{\text{заб.д}}$ — 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. При площадном заводнении, применяемом на менее продуктивных скважинах, оно в нагнетаемых скважинах может быть и более высоким.

Это способствует увеличению годовой добычи нефти и более полному включению объема залежи в процесс разработки. Необходимое пластовое давление в зонах нагнетания обеспечивается соответствующим давлением на устьях нагнетательных скважин при закачке воды. Эффективность повышения давления нагнетания можно видеть на примере го-

ризонта D_1 Ромашкинского месторождения. Здесь сначала 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 толщины пластов, принимающих воду, почти в 2 раза. Эффект складывается из увеличения приемистости интервалов, ранее принимавших воду, возрастания работающей толщины этих интервалов, включения в работу новых интервалов, которые ранее воды не принимали (рис. 73).

Полученная дополнительная добыча нефти экономически эффективна, поскольку повышение давления нагнетания требует относительно небольших капитальных затрат и дает быстрые результаты.

Повышение давления нагнетания имеет геологические ограничения. Превышение давления нагнетания над давлением, при котором происходит гидроразрыв пласта, может привести к преждевременным прорывам нагнетаемой воды к добывающим скважинам по образующимся трещинам. При закон-

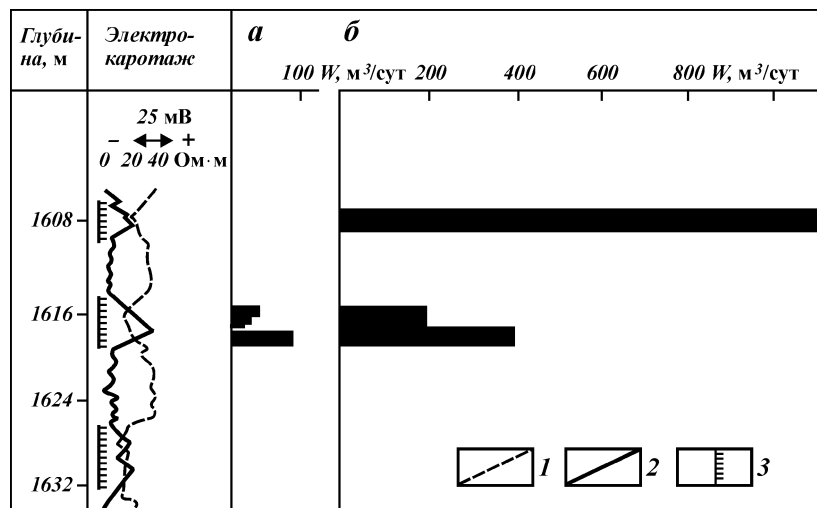


Рис. 73. Приемистость пластов W в нагнетательной скв. 904 Ромашкинского месторождения. Давление нагнетания воды, МПа: a – 11, b – 19; кривые электрокартажа: 1 – ПС, 2 – КС; 3 – интервалы перфорации

турном заводнении при высоком давлении нагнетания значительная часть закачиваемой воды может теряться в связи с ее оттоком в водоносную область пласта. 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 применяют 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 D_1 Ромашкинского месторождения. По этому горизонту фонтанирование безводных скважин прекращалось при снижении забойного давления до 11,5 МПа. По мере обводнения продукции скважин забойное давление, при котором прекращается фонтанирование, возрастает до 16 МПа. В среднем в период работы фонда скважин 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 составит 10–11 % суммарной добычи.

При дальнейшем снижении забойного давления в эксплуатационных скважинах следует учитывать интерференцию скважин. Как показали исследования В.Д. Лысенко и Э.Д. Мухарского, на механизированную эксплуатацию необходимо переводить не только отдельные 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 ранее простаивавших скважин приведет к снижению дебита фонтанирующих, 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.

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 такой подход приносит значительный экономический эффект.

При определении допустимых минимальных значений забойного давления в добывающих скважинах следует учитывать геологические и другие ограничения. Снижение допустимо по разным залежам лишь на 10–20 % от значения давления насыщения. При большем снижении разгазирование нефти в пласте может привести к снижению нефтеотдачи вследствие интенсивного развития 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.

Необходимый перепад давления между областями питания и отбора и определяющие его давления на линии питания и в зоне отбора обосновывают по каждому эксплуатационному объекту с учетом его геолого-промысловых характеристик.

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.

Глава XI

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, очередности бурения, способам эксплуатации, по состоянию на отчетную дату, 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.

Ниже приводится краткая характеристика фонда скважин с делением его на группы и основным признакам.

По своему назначению скважины подразделяются на следующие основные группы: добывающие, нагнетательные, специальные, вспомогательные.

Добывающие скважины по большинству объектов составляют основную часть фонда скважин. Они предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов.

Нагнетательные скважины предназначены для нагнетания в пласт 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 внутрипластового горения нагнетательные скважины одновременно выполняют функции зажигательных. Нагнетанию воздуха в них предшествует инициирование 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 керн 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 сначала располагали за контуром нефтеносности, по данным о поведении пластового давления в них судят об активности законтурной области и ее связи с залежью. Позднее в нефтяной промышленности к пьезометрическим стали относить и скважины, расположенные в пределах залежи, остановленные 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. Конструкцию 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.

Для изучения процессов, протекающих в пластах, радиоактивными методами ГИС наряду со специальными скважинами широко используют контрольно-эксплуатационные скважины. Возможности включения эксплуатационных скважин в сеть специальных особенно широки при разработке многопластовых месторождений. Для использования в качестве контрольно-эксплуатационных выбирают скважины — добы-

вающие 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, необходимых для наблюдательных скважин.

Фонд специальных скважин частично создается за счет их целенаправленного бурения, а частично — из числа скважин, которые уже выполнили поставленные 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 скважину можно использовать 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.

По времени ввода в эксплуатацию выделяют две категории скважин эксплуатационного фонда — старые и новые. Выделение этих категорий используется при составлении отчетности по добыче нефти (газа) и при оценке 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 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 скважину из одной категории в другую не переводят, хотя в течение года она может побывать в разных группах эксплуатационного фонда или перейти из него в другие группы скважин.

§ 2. СКВАЖИНЫ С РАЗНОЙ ОЧЕРЕДНОСТЬЮ БУРЕНИЯ

Первую очередь скважин на залежах нефти и газа составляют разведочные скважины, которые после окончания разведки переводят 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 эксплуатационными. 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 невозможна и нецелесообразна 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 осуществляют 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. В дальнейшем на плохо вырабатываемых участках бурят скважины резервного фонда.

При резкой макронеоднородности, переходящей в прерывистость пластов-коллекторов со сложной конфигурацией границ их распространения по площади, а также при осложненности строения объекта многочисленными тектоническими нарушениями сплошное разбуривание участка с бурением подряд всех скважин основного фонда может привести к получению значительного количества непродуктивных скважин, попавших в зоны отсутствия коллекторов или в законтурные области пластов и 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 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 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 находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин: обычно на I и II стадиях разработки, а иногда и на III стадии оно постепенно возрастает, на IV — уменьшается. Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает.

Скважины могут переходить из одной группы в другую. Так, при внедрении внутриконтурного заводнения первое время нагнетательные скважины используют в качестве добывающих. При разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины продолжают использовать 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 часть их может быть в ремонте или простаивать по различным причинам.

Для регистрации движения фонда скважин на конец каждого квартала и года по эксплуатационному объекту и месторождению в целом составляется отчет "Фонд скважин" (табл. 8). В отчете отражается весь фонд скважин, числящихся по эксплуатационному объекту (месторождению, нефтегазодобывающему предприятию) на конец квартала. Отчет на конец

Таблица 8

Форма отчета "Фонд скважин"

№ п/п	Состав фонда	Число скважин	№ п/п	Состав фонда	Число скважин
<i>Эксплуатационный фонд</i>			<i>Другие группы скважин</i>		
1	Дающие нефть (газ)		12	Нагнетательные	
2	Остановленные в последнем месяце отчетного квартала из числа давших добычу в этом месяце		13	В том числе действующие	
3	В том числе находящиеся в ремонте		14	Специальные (контрольные оценочные)	
4	Итого действующих (1+2)		15	Водозаборные и дающие иодобромную и техническую воду	
5	Выбывшие из действующих в отчетном году		16	Поглощающие, для сброса сточных вод и прочие	
6	Выбывшие из действующих в предыдущие годы		17	Находящиеся в консервации	
7	В том числе находящиеся в ремонте		18	Находящиеся в ожидании ликвидации	
8	Итого бездействующих (5+6)		19	Ликвидированные после эксплуатации	
9	Осваиваемые и ожидающие освоения после бурения		20	Ликвидированные после бурения	
10	В том числе находящиеся в работах по освоению				
11	Всего эксплуатационный фонд скважин (4+8+9)				

четвертого квартала характеризует фонд на конец года. Отчеты составляют отдельно для фонда нефтяных и газовых скважин.

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.

К действующим относят скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода, в том числе:

скважины, дающие нефть (газ) на конец последнего дня

отчетного квартала (включая скважины, находящиеся на накоплении жидкости при периодической эксплуатации):

скважины, которые в последнем месяце квартала дали 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 других, если ранее они никогда продукции не давали.

Другие группы скважин, указываемые в отчете, соответствуют показанным в § 1 настоящей главы группам скважин, не предназначенных и не используемых для эксплуатации на нефть или газ. При этом в группы специальных и вспомогательных входят 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, 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.

êÄáÑÖã èêéà õ ëãéÇé-
óÖí ÇÖëí õ â ÉÖéãéÉàóÖëääâ
äéçíêéãú áÄ êÄáéÄÄéí äéâ
áÄãÖÛÖâ ç Öí í à à ÉÄáÄ

Глава XII КОНТРОЛЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ПОПУТНОЙ ВОДЫ

§ 1. ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ПОПУТНОЙ ВОДЫ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Состояние разработки эксплуатационного объекта или его части (пласта, блока, участка) характеризуется такими основными показателями, как текущая годовая (квартальная, месячная) и накопленная добыча нефти, газа, попутной воды. Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разработки во времени или в зависимости от нефтеизвлечения (газоизвлечения), а также 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 разных эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах: годовую добычу нефти, газа характеризуют темпом разработки, выражая ее в процентах начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор жидкости из нефтяных объектов также выражают в процентах начальных извлекаемых запа-

сов нефти. Годовую добычу нефти, газа характеризуют, кроме того, темпом отбора остаточных (текущих) извлекаемых запасов, выражая его в процентах остаточных (текущих) запасов.

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем обводненности продукции, оценивающим содержание воды в процентах в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода). Полученную с начала разработки на определенную дату добычу нефти, газа выражают в процентах начальных балансовых запасов (текущее нефтегазоизвлечение) и в процентах начальных извлекаемых запасов (степень 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. 74):

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

II стадия — стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи (максимальным темпом разработки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки (см. главу XVI);

III стадия — стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее

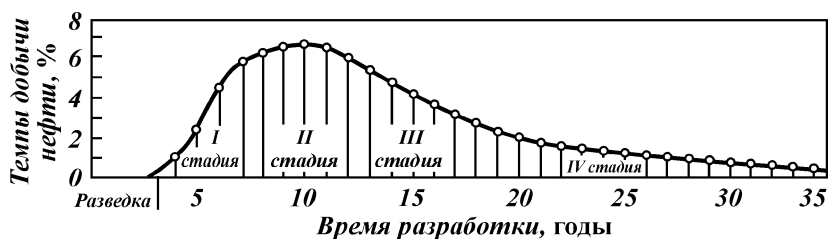


Рис. 74. Стадии разработки эксплуатационного объекта

развитие системы воздействия, продолжают бурение резервных скважин, изоляционные работы в скважинах, расширяют комплекс мероприятий по управлению процессом разработки;

IV стадия завершает период разработки; характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы по регулированию разработки и проведению комплекса технологических мероприятий по достижению запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

Границы между стадиями разработки устанавливаются следующим образом. К 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 годы относят к I стадии разработки. Следующие за II стадией годы относят к III стадии. 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 промыслово-геологических особенностей залежей. Внедрение соответствующих систем разработки и проведение работ по ее регулированию позволяют несколько нивелировать разницу в динамике основных показателей по объектам с неодинаковой геологической характеристикой.

Характерные различия в динамике основных показателей разработки залежей нефти выявляются путем обобщения опыта разработки. При обобщении опыта проводится укрупненный сравнительный анализ истории разработки по залежам с разными геологическими характеристиками. Сравнение проводят по одноименным стадиям разработки.

Сравнивают кривые, отражающие годовую добычу нефти и жидкости, динамику обводнения продукции, нефтеизвлечения и др.

Для удобства сравнения и обеспечения надежности выводов придерживаются следующих правил:

годовые показатели добычи нефти и жидкости выражают в процентах от начальных извлекаемых запасов, т.е. в виде темпов добычи;

динамику всех годовых показателей рассматривают в относительном времени — на оси абсцисс показывают не годы разработки, а начальные извлекаемые запасы, принятые по каждому из анализируемых объектов за 100 %;

для обобщения опыта отбирают залежи, находящиеся в завершающем периоде разработки, из которых получено более 80 % начальных извлекаемых запасов; это обеспечивает надежность определяемых годовых темпов разработки, поскольку обычно к этому времени запасы можно считать достоверными; к тому же к этому времени уже формируются представительные кривые показателей разработки за три стадии и за начало четвертой.

Ниже приведены некоторые результаты обобщения опыта по залежам нефти, введенным в разработку в 50-х годах, в основном в Волго-Уральском нефтяном регионе, по отдельным залежам Северного Кавказа и других регионов.

Это объекты, как правило, с большими запасами нефти, относительно благоприятными геологическими условиями — со средней проницаемостью пластов более 0,1 мкм², вязкостью пластовой нефти до 30 мПа·с, с высокой нефтенасыщенностью пластов (0,75–0,9), с разной степенью неоднородности продуктивных пластов.

Динамика основных показателей разработки по этим объектам рассмотрена ниже.

Добыча нефти. I стадию разработки характеризуют главным образом темпы роста добычи нефти, обуславливающие ее продолжительность. На этой стадии они медленнее, и стадия более продолжительна на объектах с большой площадью нефтеносности и с усложненными геологическими условиями бурения скважин. Продолжительность I стадии можно существенно сократить за счет активизации деятельности буровых и строительных подразделений, осваивающих объект. По разным объектам продолжительность I стадии изменяется от одного года до 7–8 лет и более. Практически по всем объектам за I стадию отбиралось около 20 % начальных извлекаемых запасов.

II стадия характеризуется максимальным темпом разработки, продолжительностью, долей отбора извлекаемых запасов ко времени ее окончания. Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их геолого-промысловой характеристики и изменяются в широких пределах — от 4 до 16–20 % начальных извлекаемых запасов в год. С увеличением продуктивности объекта при прочих равных условиях достигаются более высокие уровни добычи. Геологические

факторы, обуславливающие увеличение продолжительности I стадии разработки, приводят к снижению 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. обеспечивают увеличение 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 активизации работ по освоению месторождения. Важна также правильная последовательность выполнения проектных технологических мероприятий. На I стадии разработки следует сосредоточивать внимание на той части проектных мероприятий, которые необходимы для обеспечения максимальных темпов разработки и сокращения продолжительности I стадии.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в пределах от 1–2 до 5–8 лет. Малая продолжительность характерна:

для залежей с повышенной относительной вязкостью пластовой нефти (более 5), 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, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При μ_0 менее 5 она составляет 50 %, а при более высоких значениях — 25–30 %. Называя эти ориентировочные цифры, следует отметить следующее.

1. Для предотвращения преждевременного падения добычи нефти на нефтяных эксплуатационных объектах необходимо в течение II стадии проводить большой комплекс геолого-технологических мероприятий по совершенствованию системы разработки и ее регулированию. При преждевременном снижении добычи, происходящем несмотря на активную ра-

боту по регулированию разработки, можно предполагать завышенность извлекаемых запасов.

2. Если к концу II стадии без особых усилий по регулированию разработки из объекта отобрано 65–70 % и более извлекаемых запасов, можно предполагать, что фактические извлекаемые запасы объекта больше подсчитанных.

Весьма сложной является III стадия разработки, в которой из-за истощения запасов происходит неизбежное падение добычи нефти. На этой стадии из разных объектов отбирается 30–50 % извлекаемых запасов нефти. Нарастающая 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 III стадии весьма показателен среднегодовой темп падения добычи. Обобщение опыта разработки при вытеснении нефти водой показало, что темпы падения добычи нефти на III стадии зависят от показателей добычи на предшествующих стадиях — от максимального темпа 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 можно использовать комплексный показатель, названный интенсивностью разработки до начала падения добычи. Этот показатель представляет собой произведение значения максимального темпа разработки объекта $q_{\max}/Q_{\text{извл}}$ в процентах на долю извлекаемых запасов нефти, отобранных к концу II стадии разработки:

$$I = \left(q_{\max} / Q_{\text{извл}} \right) \left[\left(\sum_{i=1}^{t_{1+II}} q_i \right) / Q_{\text{извл}} \right] \cdot 100, \quad (\text{XII.1})$$

где q_{\max} — максимальная годовая добыча нефти; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; q_i — добыча нефти за i -й год первых двух стадий; t_{1+II} — продолжительность первых двух стадий разработки.

Средний темп падения добычи на III стадии $\overline{\Delta q}$ определяют как среднее арифметическое значение темпов падения за годы этой стадии (годовые темпы падения (в %) выражают

отношением годового снижения добычи нефти к добыче предыдущего года):

$$\overline{\Delta q} = \left\{ \sum_{i=t_{I+II}}^{t_{III}} \left[(q_{i-1} - q_i) / q_{i-1} \right] \cdot 100 \right\} / t_{III}, \quad (\text{XII.2})$$

где q_i — добыча нефти за i -й год III стадии; q_{i-1} — добыча нефти за год, предшествующий i -му; t_{III} — продолжительность трех стадий; t_{I+II} — продолжительность разработки до начала падения добычи нефти.

В результате анализа фактических данных по большой группе объектов, длительно разрабатывавшихся с вытеснением нефти водой, получена прямолинейная зависимость $\overline{\Delta q}(I)$, описываемая формулой

$$\overline{\Delta q} = 2,85 + 3,45I. \quad (\text{XII.3})$$

Из рис. 75 видно, что в зависимости от интенсивности разработки объектов до начала падения добычи среднегодовое падение добычи на III стадии изменяется от 3 до 30–35%. Небольшие темпы падения добычи обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для залежей маловязкой нефти темпы падения выше и достигают

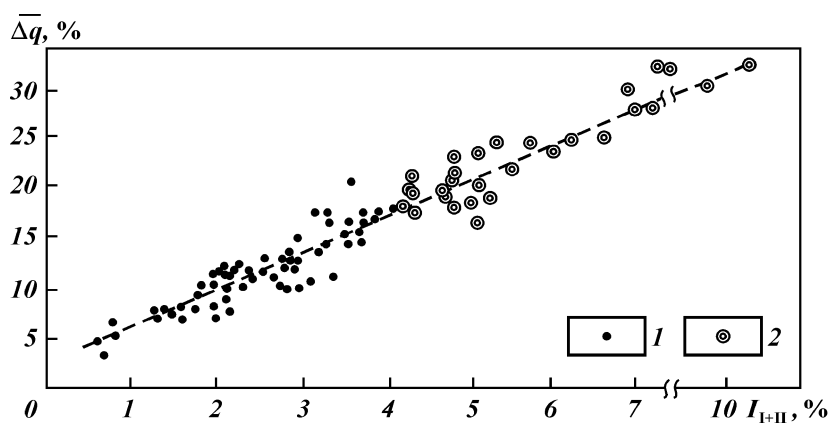


Рис. 75. Зависимость среднегодовых темпов падения добычи $\overline{\Delta q}$ из эксплуатационных объектов на III стадии разработки от интенсивности I_{I+II} использования запасов в предшествующий период разработки.

Эксплуатационные объекты, завершаемые разработкой, с продуктивностью: 1 — небольшой и средней, 2 — высокой

наибольших значений при сочетании высокой проницаемости пород и других геологических факторов, обеспечивающих высокую интенсивность разработки до начала падения добычи.

Большие темпы падения добычи на III стадии разработки, обусловленные очень высоким максимальным темпом разработки, не всегда желательны. Поэтому при проектировании разработки объектов с благоприятной геологической характеристикой максимальный темп добычи нефти устанавливают несколько ниже геологически возможного. 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.

По небольшим залежам, особенно расположенным в пределах многопластового месторождения или одной площади, для которых создана единая система сбора и подготовки нефти и предусмотрен последовательный их ввод в разработку, темпы разработки каждой из них могут не ограничиваться. При этом по 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 вводят.

В условиях вытеснения нефти водой при должном совершенствовании систем разработки к концу III стадии, т.е. за основной период разработки, отбирают из объектов 75–90 % извлекаемых запасов нефти. Нижний предел этого интервала показателен для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти. При малой вязкости нефти и хороших фильтрационных свойствах пород-коллекторов использование запасов за основной период разработки может составлять 80–90 %.

На IV стадии темпы разработки снижаются с 2 % до 0 (средние за стадию темпы менее 1 %). За стадию необходимо отбирать 10–25 % извлекаемых запасов нефти. Продолжительность стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода.

Обводнение продукции нефтяных эксплуатационных объектов. При разработке объектов путем вытеснения нефти из пластов водой возрастает содержание воды в продукции скважин и объекта в целом.

Обводненность B (%) продукции, добытой за определенный период, определяется по формуле

$$B = (q_v/q_{\text{ж}}) \cdot 100, \quad (\text{XII.4})$$

где q_v — количество попутной воды, полученной за период; $q_{\text{ж}}$ — количество жидкости (нефть + вода), добытой за тот же период. На каждом объекте в процессе его разработки обводненность продукции возрастает от нуля или от нескольких процентов до 95–99%. Однако динамика обводнения по объектам с разной геолого-промысловой характеристикой неодинакова (рис. 76).

Кривые для объектов с малой относительной вязкостью

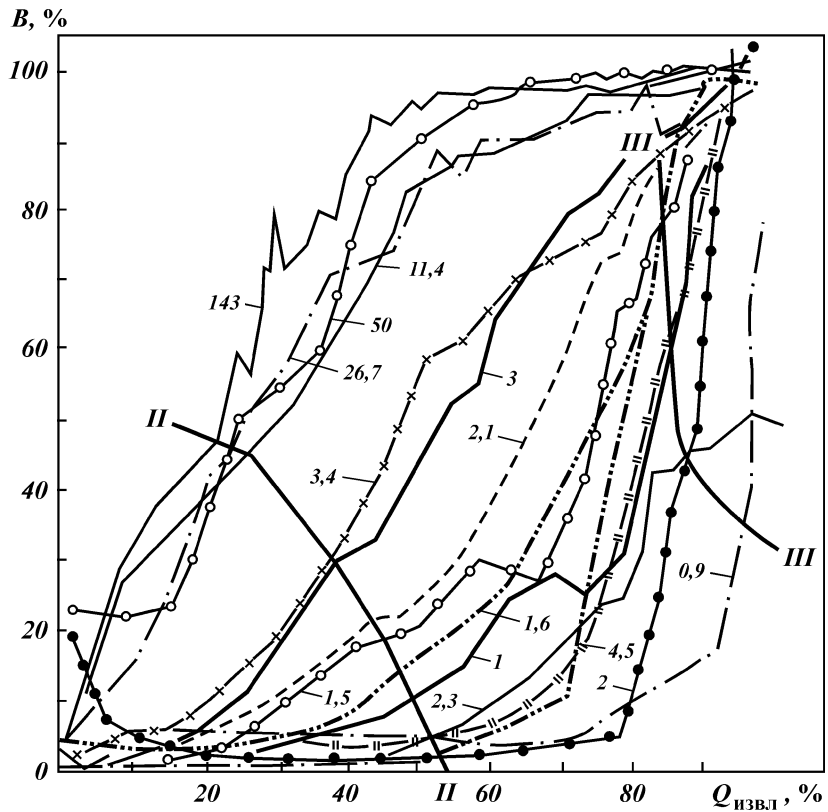


Рис. 76. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти: B — обводненность продукции; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; II — II, III — III — границы завершения соответственно II и III стадий разработки; шифр кривых — значения относительной вязкости пластовой нефти

пластовой нефти (μ_0 до 5)* располагаются в правой части рис. 76. Из этих объектов на I стадии разработки отбирают практически безводную нефть. Значительный рост обводнения продукции начинается в конце II или на III стадии. На IV стадии рост обводнения замедляется. В целом кривые, соответствующие залежам маловязкой нефти, обычно вогнуты относительно оси "обводненность продукции", реже — близки к прямым линиям. В период высокого обводнения продукции (более 80–85 %) из таких залежей отбирают не более 10–20 % извлекаемых запасов нефти. Расхождение в положении 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 большими неоднородностью продуктивных пластов, относительно большими размерами водонефтяных зон, относительной вязкостью нефти (в диапазоне ее значений, соответствующем маловязким нефтям, т.е. до 5), поскольку в этих условиях усложняется процесс вытеснения нефти водой.

По объектам с маловязкой нефтью III стадия разработки завершается с самой различной обводненностью продукции — от 30–40 до 80 %.

Кривые обводнения продукции объектов с повышенной относительной вязкостью нефти (более 5) располагаются в левой части рис. 76. На таких объектах обводнение продукции начинается с первых лет разработки и нарастает быстро вплоть до 80–85 %. После этого 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 %). Кривые залежей с вязкими нефтями в отличие от кривых залежей маловязких нефтей выпуклы в сторону оси "обводненность продукции". Они располагаются довольно тесно, что указывает на преобладающую роль повышенной вязкости нефти, которая затуманивает влияние других геолого-промысловых факторов.

Следует отметить, что бесконтрольная эксплуатация скважин и пластов может приводить к неоправданному повышению темпов роста обводнения продукции. Поэтому необходимо четкое выполнение соответствующей конкретным условиям программы работ по ограничению отборов той воды,

*Относительная вязкость — это отношение вязкости нефти к вязкости вытесняющей воды в пластовых условиях.

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 невысокой обводненностью, изоляции обводняющихся пластов с незакончившимся процессом вытеснения нефти и др.) может 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 $Z_{ж}$, %:

$$Z_{ж} = (q_{\max}/Q_{\text{извл}}) \cdot 100, \quad (\text{XII.5})$$

где $Z_{ж}$ — темп отбора жидкости; q_{\max} — годовой отбор жидкости; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти объекта.

Оптимальная динамика годовых отборов жидкости тесно связана с динамикой добычи нефти и обводнения продукции и, следовательно, с теми промыслово-геологическими 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 три разновидности динамики годовых отборов жидкости в течение III стадии: а) постоянное снижение; б) сохранение годовых отборов на уровне II стадии разработки; в) постепенное наращивание с превышением в конце стадии уровня, достигнутого на II стадии, в 1,5–2,5 раза.

Снижение отборов жидкости на III стадии (рис. 77, а) характерно главным образом для высокопродуктивных эксплуатационных объектов небольших размеров, которым свойственны высокий максимальный темп добычи нефти (8–10 % и выше) и низкая обводненность продукции (40–50 %) к концу основного периода.

Сохранение на III стадии разработки постоянных отборов жидкости на уровне отборов II стадии (рис. 77, б) присуще высокопродуктивным объектам значительных размеров, на которых обводненность продукции к концу III стадии несколько выше — 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 (рис. 77, в) характерно для залежей маловязкой нефти, приуроченных к продуктивным пластам с весьма неоднородным строением или пониженной проницаемостью пород-коллек-

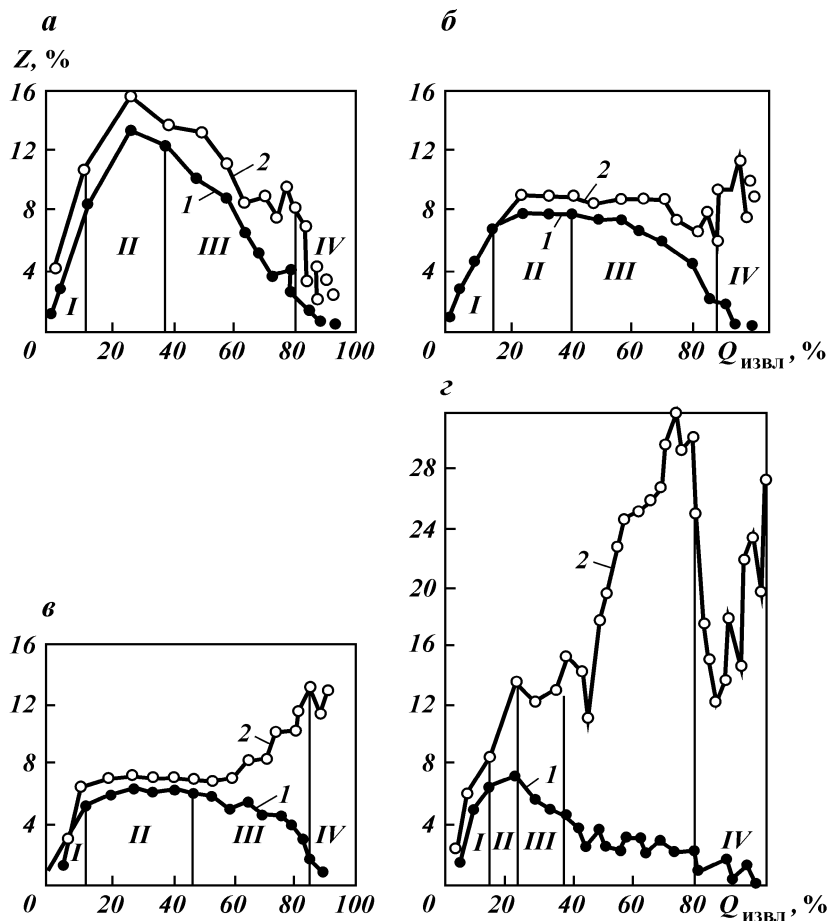


Рис. 77. Разновидности динамики добычи нефти (1) и отбора жидкости (2) из залежей:
a — залежи с различными геолого-промысловыми характеристиками. I—IV — стадии разработки; Z — темпы добычи нефти и отбора жидкости; $Q_{извл}$ — начальные извлекаемые запасы нефти

лекторов, особенно при больших размерах площадей 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—80 %, иногда и более).

На залежах нефти с повышенной вязкостью (рис. 76, „)

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

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

Количество проходящей через залежь воды и конечное нефтеизвлечение. 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 количеством воды. Количество проходящей через залежь (промывающей пласт) воды — один из факторов, влияющих на коэффициент извлечения нефти, причем значение этого параметра возрастает с ухудшением геолого-физических показателей объекта.

Для изучения зависимости коэффициента извлечения нефти от количества прошедшей через залежь (внедрившейся в залежь) воды строят график, называемый характеристикой вытеснения. На оси абсцисс графика откладывают количество прошедшей через залежь воды, на оси ординат — коэффициент извлечения нефти. Количество воды выражают через количество объемов пор пласта, первоначально занятых нефтью. За величину нефтенасыщенного объема пор принимают объем начальных балансовых запасов нефти в пластовых условиях. На рис. 78 приведены характеристики вытеснения, примерно соответствующие разновидностям ди-

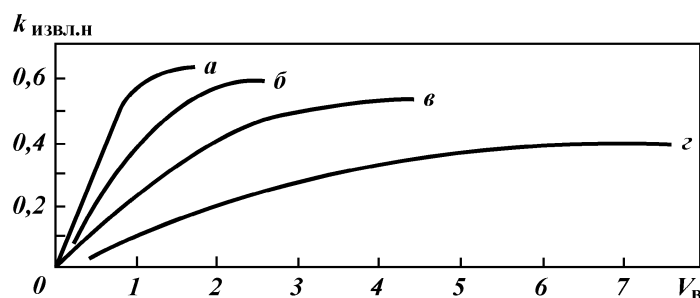


Рис. 78. Характеристики вытеснения нефти водой при разработке залежей. Залежи: а, б, в, — маловязкой нефти (от а к в геолого-промысловая характеристика залежи ухудшается), г — вязкой нефти; $k_{\text{извл.н}}$ — коэффициент извлечения нефти; $V_{\text{в}}$ — объемы внедрившейся воды

намики отбора жидкости, показанным на рис. 76. Начальные участки кривых, представленные прямолинейными отрезками, соответствуют периоду безводной эксплуатации. С появлением воды в продукции кривые отклоняются от прямой. Видно, что с усложнением геолого-физической характеристики объектов количество объемов воды, внедряющихся в залежь, возрастает с 1,5–2 до 6–7 и более. Из высокопродуктивных залежей основная часть запасов нефти извлечена в результате прохождения первого объема воды, с внедрением второго объема связан относительно небольшой прирост коэффициента извлечения. Чем хуже характеристика залежей, тем 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 меньшее значение коэффициента извлечения. Если по наиболее высокопродуктивным залежам он может достигать 0,6, то на залежах маловязкой нефти в неоднородных пластах не превышает 0,5–0,55. При повышенной вязкости нефти внедрение в залежь 7–8 объемов воды обуславливает коэффициент извлечения нефти не больше 0,4.

Из изложенного видно, что для каждой залежи особенности изменения разных показателей разработки тесно связаны между собой и во многом определяются ее характеристикой.

Приведенные особенности динамики основных показателей разработки при вытеснении нефти из пластов водой, выявленные в результате обобщения опыта разработки, могут быть использованы при обосновании возможных показателей разработки новых залежей, с подобным диапазоном значений промыслово-геологических параметров, для критической оценки проектных показателей, полученных в результате гидродинамических расчетов, при регулировании эксплуатации залежей.

Таким образом, обобщение опыта разработки залежей с названными средними диапазонами параметров пластов позволило подразделить их на четыре группы с разной динамикой основных показателей разработки из-за различий в промыслово-геологической характеристике и в применяемых системах разработки. Выделение этих групп предопределяет начало составления схемы промыслово-геологического группирования нефтяных залежей (см. главу XVIII).

Очевидно, что по залежам с низкой продуктивностью, вводимым в последние годы в разработку, динамика пока-

зателей будет иной — максимальные темпы добычи нефти будут ниже, обводненность будет нарастать интенсивнее, меньшими будут коэффициенты нефтеизвлечения. Тенденции динамики показателей разработки по таким залежам предстоит определять, обобщая опыт их продолжительной разработки.

На **газовых эксплуатационных объектах** весь период разработки одни специалисты подразделяют на три стадии, 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 в скважинах.

III стадия — период интенсивного падения добычи.

IV стадия — завершающий период разработки, характеризующийся низкими отборами газа.

Обобщение опыта разработки газовых залежей, выполненное А.А. Козловым, П.Г. Шмыглей, М.А. 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 количестве добывающих скважин, 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 II 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 более крупных объектах — от 4 до 10 лет.

Продолжительность II стадии по залежам с запасами до 50 млрд. м³ в большинстве случаев находится в пределах от

одного года до 10 лет, по более крупным залежам — от 4 до 10 лет. Среднегодовые темпы добычи на II стадии на залежах с запасами до 3 млрд. м³ изменяются в пределах от 5 до 30 %, с запасами 3–50 млрд. м³ обычно от 5 до 13 %, на более крупных залежах примерно от 5 до 8 %.

К концу II стадии, т.е. к началу интенсивного падения добычи, из большинства объектов отбирается 40–70 % балансовых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу этого периода 60–70 % балансовых запасов. Это существенно отличает динамику добычи газа от динамики добычи нефти. Как уже отмечалось, из нефтяных эксплуатационных объектов к началу падения добычи отбирается 25–50 % извлекаемых запасов, что соответствует всего 15–35 % балансовых запасов. Таким образом, на газовых объектах к концу II стадии достигается намного более высокое текущее газоизвлечение.

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 упруговодонапорном режиме). Продолжительность III стадии и соответственно скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяются 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. 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 носит 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. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ, ГАЗА, ОБВОДНЕННОСТЬЮ ПРОДУКЦИИ, ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ

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, их продуктивностью, 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". Пользование такими установками позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости. В результате определяют обводненность продукции скважины, т.е. содержание воды в процентах во всей жидкости.

При недостаточно 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 групповых установках 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 (в м³/т) вычисляют 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 часто обеспечивает водой две-три скважины, замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин, питающихся из того же водовода. При использовании индивидуальных насосов для нагнетательных скважин их приемистость определяют индивидуально.

Дебиты скважин при добыче природного газа измеряют на групповых или централизованных газосборных пунктах с

помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами, — поплавковыми, мембранными, сильфонными. 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 (ДИКТ).

При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой толщины большое значение имеет определение рассмотренных показателей отдельно по пластам и интервалам пласта. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, главным образом применяя аппарат для 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 по исследованию скважин и пластов.

Для каждого объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замеров 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 ее — одно из важных требований разработки. Его выполнение 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 документах. Эти документы:

эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);

карточка нагнетательной скважины;

карточка по исследованию скважины;

паспорт скважины.

В **эксплуатационной карточке** отмечаются ежедневные 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, значения среднего газового фактора.

В **карточке нагнетательной скважины** записывают ежедневно приемистость скважины, давление нагнетания воды (или другого агента), число часов работы и простоя, причины простоя. Фиксируют показатели работы скважины за месяц: количество закачанной воды, число часов работы и простоя, среднесуточную приемистость, среднее давление на устье скважины.

В **карточку по исследованию скважины** вносят: дату и вид исследования (замеров), данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования, 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, способ бурения, глубина забоя, целевой горизонт, дата ввода в эксплуатацию);

геолого-технический разрез скважины (литолого-стратиграфическая колонка, основные кривые геофизического комплекса исследований скважины, схема ее конструкции, характеристика кривизны);

характеристику продуктивных пластов и фильтра (глубина кровли и подошвы пластов, интервалы перфорации, характеристика открытого забоя или тип перфорации и ее плотность);

результаты освоения скважины (вскрытый пласт, начало освоения, среднесуточные показатели за первые 30 дней работы: способ эксплуатации, дебиты по нефти, газу, жидкости, воде, показатели давления, коэффициент продуктивности);

физическую характеристику пластов эксплуатационного объекта (описание пород, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтегазоводонасыщенности, неоднородности, положение ВНК (ГНК, ГВК));

результаты исследования пластовой и поверхностной нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб);

характеристику газа (содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);

характеристику 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, характеристика проведенных ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя).

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины, месячные и годовые показатели (из карточки скважины), а также суммарные показатели с начала эксплуатации скважины.

Наряду с документацией каждой скважины геолого-промысловая 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 используют для обоснования мероприятий по регулированию разработки.

Геологический отчет по эксплуатации скважин составляют ежемесячно. Отчет состоит из двух частей — по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают 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 объекту в целом.

Карту текущего состояния разработки обычно строят ежеквартально. Для построения карты используют план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого отвечает среднесуточному де-

биту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала. В круге выделяется сектор, соответствующий обводненности продукции (1 % обводненности — $3,6^\circ$). Для наглядности части круга закрашивают разными цветами: нефть и газ обычно показывают в желто-коричневых тонах с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетательную воду — в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая). На карте показывают местоположение начальных и текущих контуров нефтегазоносности, выделяя различными условными обозначениями участки объекта, заводненные полностью и частично пластовой и нагнетаемой водой. При объединении в объект разработки нескольких пластов карты составляют 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, отражающей 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, планируемым к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели.

Геолого-промысловая документация по объектам 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 промыслово-геологическую характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки.

Геологическая характеристика включает тот же набор све-

дений, что и по отдельным скважинам, но в среднем для объекта:

средние параметры объекта до начала разработки;
свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности.

Наряду с этим приводятся:

свойства газа;

свойства пластовой воды (плотность, вязкость, щелочность, жесткость, содержание анионов и катионов);

данные о начальных запасах нефти (балансовые, извлекаемые, конечный коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов);

данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года (балансовые, извлекаемые запасы, текущий 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); средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания; 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.

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 тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов; добыча нефти с начала разработки в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов; текущий коэффициент извлечения нефти; добыча воды за год и с начала разработки в т; среднегодовая обводненность продукции в процентах; добыча жидкости за год и с начала разработки в м³ в переводе на пластовые условия; закачка воды за год в м³ и в процентах годового отбора жидкости в пластовых усло-

виях; закачка воды с начала разработки в м^3 и в процентах накопленной с начала разработки жидкости в пластовых условиях; добыча попутного газа за год в м^3 ; средний газовый фактор; фонд добывающих скважин (в соответствии с главой XI); фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации); число скважин, введенных за год в эксплуатацию после бурения, — добывающих, нагнетательных; число добывающих скважин, выбывших 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. 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. 79) составляется для эксплуатационного объекта и представляет собой комплекс кривых,

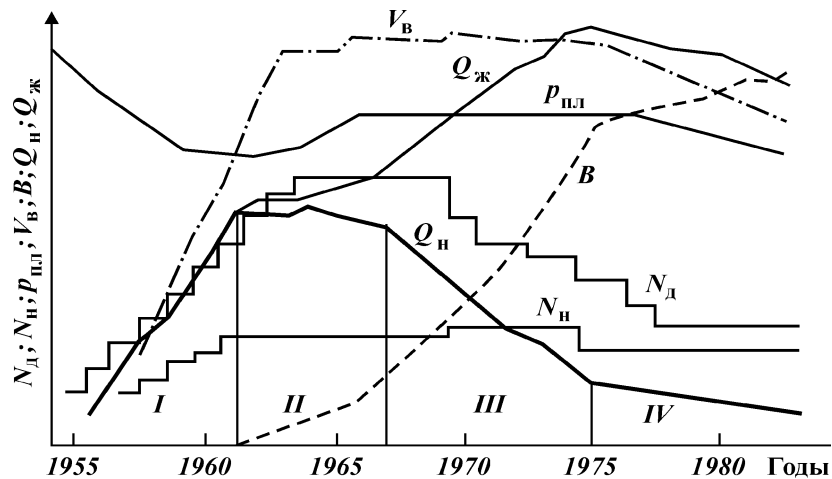


Рис. 79. График разработки нефтяного эксплуатационного объекта:
 Q_n — добыча нефти; $Q_{ж}$ — отбор жидкости; B — обводненность продукции; V_v — объем закачки воды; $p_{пл}$ — пластовое давление; N_d , N_n — фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин; I, II, III, IV — стадии разработки

отражающих в масштабе динамику основных годовых (квартальных, месячных) показателей разработки. На графике 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 процентах годового отбора жидкости, пластового давления.

В зависимости от решаемой задачи и геолого-промысловых особенностей залежи график разработки может дополняться кривыми изменения других показателей, приводимых в паспорте объекта разработки.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости 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 совершенствованию.

Глава XIII

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

§ 1. ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления $p_{\text{пл.тек}}$. С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) в зоне отбора происходит снижение пластового давления. В последующем в зависимости от режима работы залежи, годовых объемов добычи и т.д. в

изменении пластового давления могут наблюдаться различные тенденции.

Пластовое давление в продуктивном горизонте 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 значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта — оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других — стабилизироваться, на третьих — возрастать. 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 различных, обусловленных глубинами залегания горизонта значений начального давления в разных частях залежи, 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. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки.

Приведенное давление $p_{\text{пл.пр}}$ вычисляют по формуле

$$p_{\text{пл.пр}} = p_{\text{пл.з}} \pm h_n \rho / 102, \quad (\text{XIII.1})$$

где $p_{\text{пл.з}}$ — 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).

Поправку $h_n \rho / 102$ вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее по-

ложении выше этой плоскости. На рис. 80 в законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, — воды, по скв. 5 — нефти.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рис. 81 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

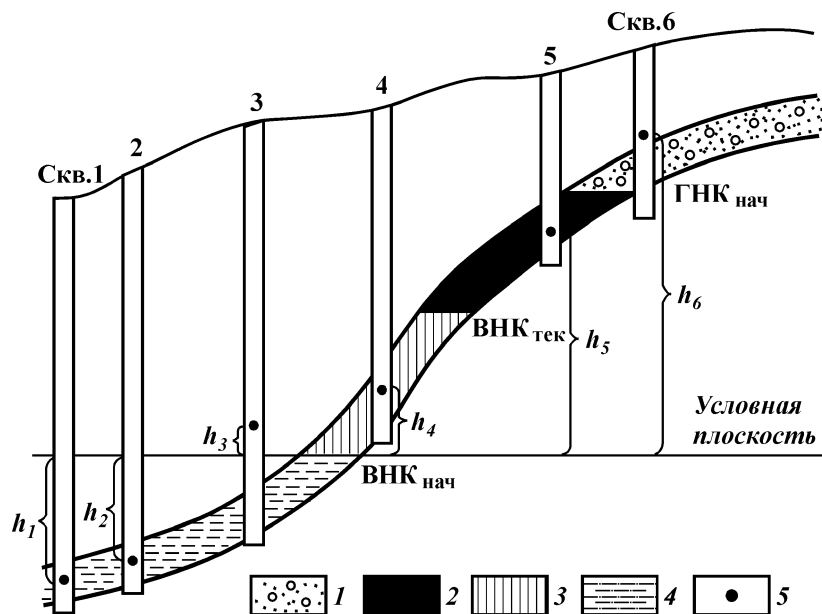


Рис. 80. Схема приведения пластового давления по глубине:
 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — зона пласта, заводненная при разработке нефтяной части залежи; 5 — точка замера давления в скважине; h — расстояние от точки замера до условной плоскости

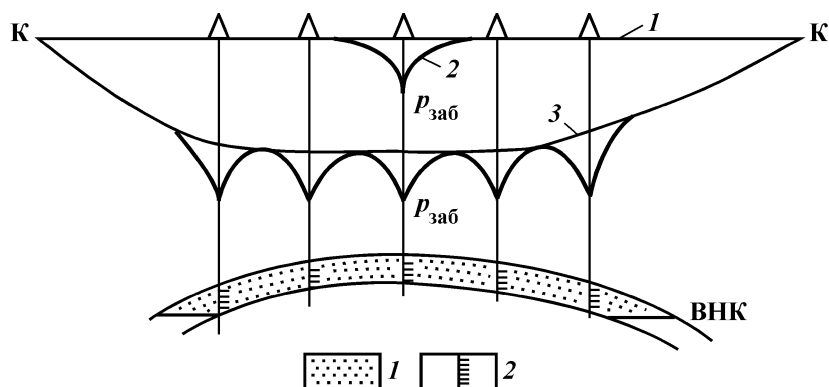


Рис. 81. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме:
a — залежь; *b* — интервал перфорации. Давление: *1* — начальное пластовое (приведенное), *2* — в пласте возле первых, введенных в разработку скважин, *3* — приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин); $p_{\text{заб}}$ — забойное давление; К — контур питания

скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

Давление в пласте у забоя скважины при ее работе 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 для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению текущего (динамического) пластового давления. Кривая 3 на рис. 81, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды или другого рабочего агента (в приведенном случае — при разрезании залежи на блоки)

показан на рис. 82. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх.

Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное пластовое давление на 15–20 %, а иногда и более. Положение каждого разрешающего ряда соответствует искусственному контуру питания.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). 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 в период установившегося режима ее работы, пластового — после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение 20 мин фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего пе-

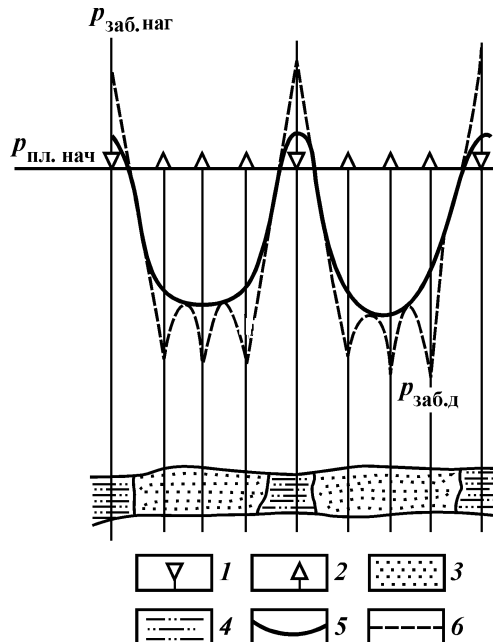


Рис. 82. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды.

Скважины: 1 — нагнетательные, 2 — добывающие; части пласта: 3 — нефтенасыщенные, 4 — промытые водой; 5 — динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); 6 — 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

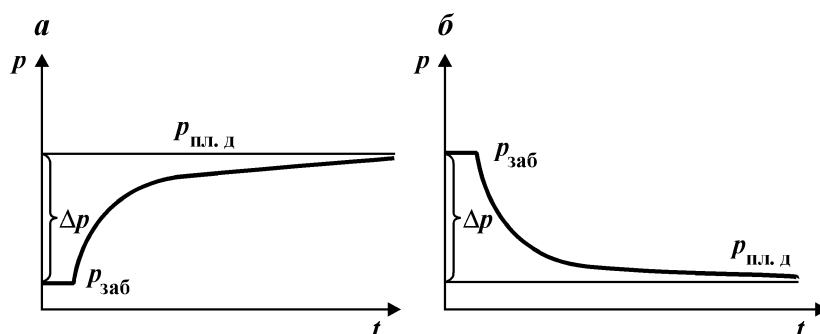


Рис. 83. Кривая восстановления давления в остановленной скважине: *а* – добывающей; *б* – нагнетательной. Давление: $P_{пл. д}$ – пластовое динамическое, $P_{заб}$ – забойное

ро манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах показан на рис. 83. 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 можно проводить, спуская манометр в конце остановки, без снятия КВД.

Динамическое пластовое давление залежи в целом освещается замерами его в скважинах, останавливаемых в последовательности, обеспечивающей неизменность условий дренирования залежи в районе исследуемой скважины. Не следует допускать одновременной остановки 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 целом 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 общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях — при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач могут быть построены карты абсолютного (замеренного у пласта) динамического пластового давления. При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеры вносить поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (рис. 84, сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.

Карта изобар (рис. 85) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям). Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.

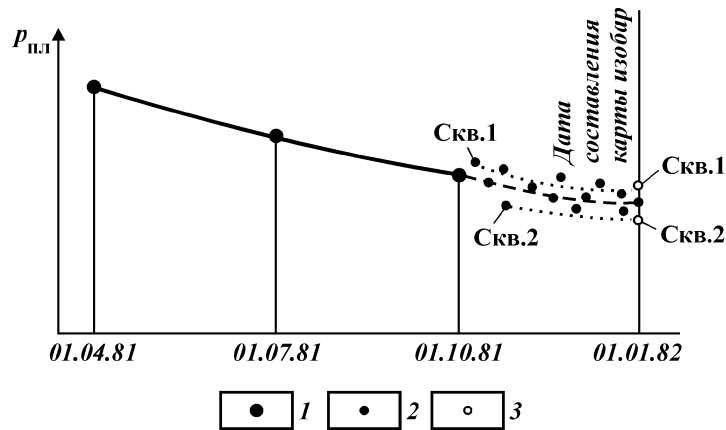


Рис. 84. Схема приведения замеренных значений $p_{пл}$ в скв. 1 и 2 к дате построения карты изобар:

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)

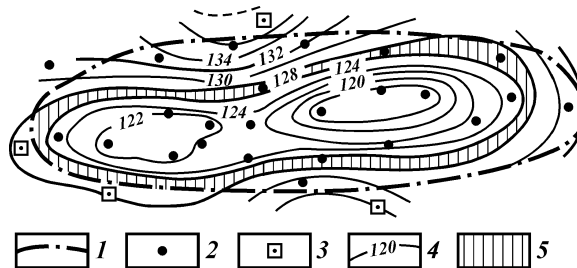


Рис. 85. Карта изобар:

1 — внешний контур нефтеносности; скважины: 2 — добывающие, 3 — законтурные (пьезометрические); 4 — изобары, м; 5 — элемент залежи между соседними изобарами

Среднее взвешенное давление по площади $p_{плф}$ находят по формуле

$$\bar{p}_{плф} = \left(\sum_{i=1}^n p_i f_i \right) / F,$$

где p_i — среднее арифметическое значение давления в пределах i -го элемента залежи между соседними изобарами; f_i — площадь i -го элемента залежи, замеряемая по карте; $F = \sum f_i$ —

площадь залежи; n — количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $p_{пав}$ последовательно выполняют следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i и h_i для элементов площади между отдельными изопахитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p — приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения карты нефтегазонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным замеренных значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s_i между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$.

4. Находят среднее значение $\bar{p}_{пав}$ по формуле

$$\bar{p}_{пав} = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / \left(\sum_{i=1}^n h_i f_i \right) = \left(\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right) / V,$$

где V — нефте(газо)насыщенный объем залежи; n — количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m — количество элементов площади залежи с разными средними значениями h_i .

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как среднее взвешенное по объему — при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина 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.

С помощью карт изобар 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 эффек-

тивности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать 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, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления — общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, 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 $\Delta p_{\text{заб.н}}$ больше $p_{\text{пл.тек}}$ на величину репрессии. Соответственно перепады давления в добывающей и нагнетательной скважинах определяются 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 по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистостью W :

$$q_{\text{ж}} = K'(p_{\text{пл.тек}} - p_{\text{заб.д}}); \quad (\text{XIII.5})$$

$$W = K''(p_{\text{заб.н}} - p_{\text{пл.тек}}).$$

Здесь K' и K'' — коэффициент продуктивности и коэффициент приемистости скважины, выражаемые соответст-

венно в (т/сут)/0,1 и в (м³/сут)/0,1 МПа и характеризующие изменение дебита и приемистости скважины на единицу изменения перепада давления в скважине. 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 $q_{ж}$ и приемистость скважины W при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям

$$q_{ж} = (2\pi k_{пр} h \Delta p_{скв,д}) / \left[\mu_{н} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right];$$

$$W = (2\pi k_{пр} h \Delta p_{скв,в}) / \left[\mu_{в} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right],$$
(XIII.6)

где $k_{пр}$ — проницаемость пласта; h — толщина пласта; $\Delta p_{скв,д(в)}$ = Δp в добывающей (нагнетательной) скважине; $R_{к}$ — радиус условного контура питания скважины; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины; $\mu_{н}$ и $\mu_{в}$ — соответственно вязкость нефти и воды.

Радиус условного контура питания скважины $R_{к}$ принимают равным половине расстояния между 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:

$$K' = (2\pi k_{пр} h) / \left[\mu_{н} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right];$$

$$K'' = (2\pi k_{пр} h) / \left[\mu_{в} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right],$$
(XIII.7)

т.е. коэффициенты продуктивности и приемистости представляют собой комплексные характеристики соответственно добычных возможностей и приемистости скважины.

На практике коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины методом установившихся отборов. Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких стабилизировавшихся режимах работы скважины. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы) (рис. 86). При

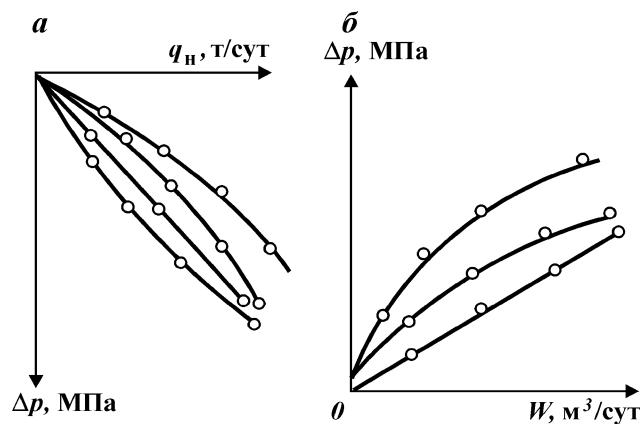


Рис. 86. Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин:
 q_n — дебит скважин по нефти; W — приемистость скважин; Δp — депрессия (репрессия) на забое скважины

фильтрации жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке. По добывающим скважинам при больших значениях дебита они могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин при значительном снижении забойного давления. По нагнетательным скважинам основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие микротрещин в пласте по мере увеличения забойного давления.

Уравнение прямолинейной индикаторной линии добывающей нефтяной скважины имеет вид

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = q_{\text{ж}} / K'. \quad (\text{XIII.8})$$

При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициент $K'(K'')$ остается постоянным в интервале исследованных режимов и численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления.

На искривленном участке индикаторной кривой коэффициент продуктивности (приемистости) изменчив и для каждой точки кривой определяется как отношение дебита (приемистости) к соответствующему перепаду давления.

Значение коэффициента продуктивности (приемистости)

используют для прогноза дебитов (приемистости) скважины при перепадах давления, допустимых в рассматриваемых геологических и технических условиях.

В промыслово-геологической практике часто пользуются удельным коэффициентом продуктивности (приемистости) $K_{уд}$, характеризующим значение коэффициента продуктивности (приемистости) K' (K'') на 1 м работающей толщины 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 толщины и в других случаях.

Дебит газа q_r в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $p_{пл}^2 - p_{заб}^2$.

$$q_r = \left\{ 2\pi k_{пр} h T_{ст} \left[p_{ат} \mu_r Z \ln(R_k / r_{пр}) T_{пл} \right] \right\} (p_{пл}^2 - p_{заб}^2), \quad (\text{XIII.10})$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости; h — эффективная толщина; $T_{ст} = 273$ К; $T_{пл} = (273 - t_{пл})$; $p_{ат} = 10^5$ Па; μ_r — вязкость пластового газа; Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; $R_k/r_{пр}$ — то же, что в (XIII.6).

В отличие от уравнения притока нефти к скважине (XIII.6) в уравнении притока газа (XIII.10) дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности в формуле (XIII.10) может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах q_r и $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ (рис. 87).

Уравнение индикаторной линии имеет вид

$$(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r = A + Bq_r, \quad (\text{XIII.11})$$

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 $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части (XIII.10) соответствует $1/A$, т.е.

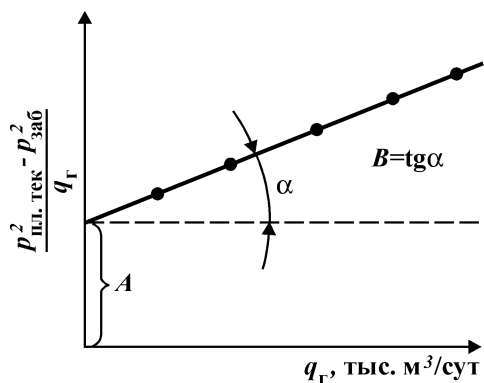


Рис. 87. Индикаторная диаграмма газовой скважины: $q_{г}$ — дебит скважины по газу; давление: $p_{пл.тек}$ — пластовое текущее, $p_{заб}$ — забойное

$$A = p_{атм} \mu_{г} Z \ln(R_{к} / r_{пр}) T_{пл} / (2\pi k_{пр} h T_{ст}). \quad (\text{XIII.12})$$

Выражения (XIII.7) и (XIII.12) используют для оценки по данным исследования скважин (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 линии, другие необходимые параметры получают геофизическими и лабораторными методами.

Указанные выражения используют также для определения комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Ниже приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

1. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = k_{пр} h / \mu,$$

где $k_{пр}$ — проницаемость пласта в районе исследуемой скважины; h — работающая толщина пласта; μ — вязкость жидкости или газа. Размерность коэффициента $\text{м}^5/(\text{Н}\cdot\text{с})$. Коэффициент ε — наиболее емкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.

2. Коэффициент проводимости

$$\alpha = k_{пр} / \mu.$$

Размерность коэффициента $m^4/(H \cdot c)$; он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = k_{пр} / \left[u (k_{п} \beta_{ж} + \beta_c) \right] = \alpha / \beta,$$

где $k_{п}$ — коэффициент пористости пласта; $\beta_{ж}$ и β_c — коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды; $k_{п} \beta_{ж} + \beta_c$ — коэффициент упругости пласта β . Размерность коэффициента пьезопроводности m^2/c . Коэффициент характеризует скорость перераспределения давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Значения параметров пласта, необходимые для получения комплексных характеристик указанным путем, получают другими независимыми методами. Коэффициент проницаемости и комплексные характеристики пласта можно определить с помощью других гидрогазодинамических методов исследования скважин и пластов. Теоретические основы гидрогазодинамических методов, технические средства, методика проведения замеров и обработки полученных результатов излагаются в курсе "Разработка нефтяных и газовых месторождений".

Значения комплексных характеристик и проницаемости можно получить и путем определения входящих в них параметров геофизическими и лабораторными методами. Гидрогазодинамические методы имеют свои преимущества: они 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 затронутом при бурении. Вместе с тем геофизические и лабораторные методы дают возможность охарактеризовать пласт послойно.

Общая для залежи воронка депрессии $\Delta p_{зал}$, образующаяся при эксплуатации залежи большим количеством скважин, характеризуется перепадом давления между контуром питания залежи и зоной отбора:

$$\Delta p_{скв} = p_{пл.к} - p_{заб.д}, \quad (XIII.13)$$

где $p_{пл.к}$ — пластовое давление на контуре питания залежи; $p_{заб.д}$ — среднее забойное давление в действующих добывающих скважинах (давление в зоне отбора).

При естественном водонапорном режиме $p_{\text{пл.к}}$ принимается равным начальному пластовому давлению. При искусственном воздействии на пласт в качестве контура питания принимают расположение нагнетательных скважин. При расположении нагнетательных скважин рядами контуром области питания будут линии, соединяющие забои нагнетательных скважин. За $p_{\text{пл.к}}$ принимают среднее динамическое пластовое давление на этих линиях (пластовое давление в зоне нагнетания).

При естественном водонапорном режиме значение $\Delta p_{\text{зал}}$ можно изменить только путем изменения $p_{\text{заб.д}}$. Одно из преимуществ искусственного воздействия на пласт состоит в том, что в условиях его применения значение $\Delta p_{\text{зал}}$ можно изменить путем изменения как $p_{\text{пл.к}}$, так и $p_{\text{заб.д}}$.

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 $1 \text{ (т/сут)}/0,1 \text{ МПа}$, эксплуатирующейся в условиях законтурного заводнения.

В табл. 9 приведены показатели трех последовательно устанавливаемых режимов работы одной из добывающих скважин и залежи в целом.

Каждый режим характеризуется давлением на контуре питания $p_{\text{пл.к}'}$, текущим пластовым давлением в залежи $p_{\text{пл.тек}'}$, забойным давлением $p_{\text{заб.д}'}$, депрессией $\Delta p_{\text{скв.д}'}$, перепадом дав-

Таблица 9

Показатели режимов работы добывающей скважины

Показатель	Режимы				
	1. Исходный	2. С уменьшением $p_{\text{заб.д}}$		3. С увеличением $p_{\text{пл.к}}$	
	Абсолютное значение	Абсолютное значение	% от исходного	Абсолютное значение	% от исходного
$p_{\text{пл.к}'}$ МПа	10,0	10,0	10,0	10,5	+5,0
$p_{\text{пл.тек}'}$ МПа	9,5	9,25	-2,7	9,75	+2,6
$p_{\text{заб.д}'}$ МПа	9,0	8,5	-6,0	9,0	9,0
$\Delta p_{\text{скв.д}'}$ МПа	0,5	0,75	+50,0	0,75	+50,0
$\Delta p_{\text{зал}'}$ МПа	1,0	1,5	+50,0	1,5	+50,0
q , т/сут	5,0	7,5	+50,0	7,5	+50,0

ления между зонами нагнетания и отбора $\Delta p_{\text{зал}}$, 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 режимах показано на рис. 88.

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 перепад 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 $\Delta p_{\text{скв.д}}$, $\Delta p_{\text{зал}}$ и q , вместе с тем показывает 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

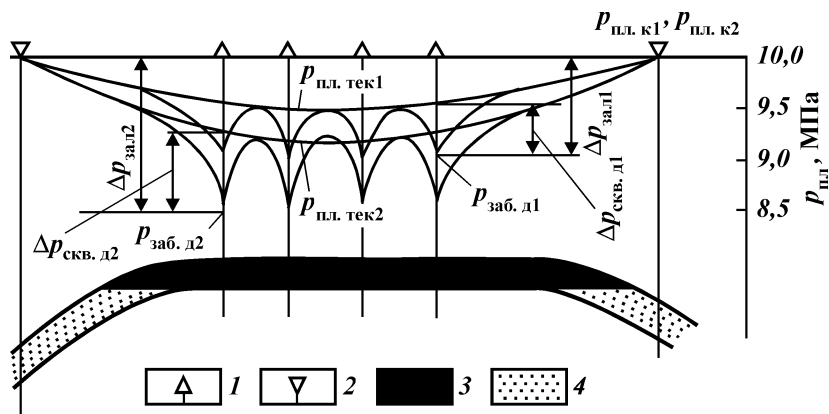


Рис. 88. Изменение $\Delta p_{\text{зал}}$, $\Delta p_{\text{скв.д}}$ и $p_{\text{пл.тек}}$ при снижении $p_{\text{заб}}$. Скважины: 1 – добывающие, 2 – нагнетательные; 3 – залежь нефти; 4 – законтурная область

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 $\Delta p_{\text{скв.д}}$ и $\Delta p_{\text{зал}}$ и, следовательно, к уменьшению дебитов скважин и общей добычи нефти из залежи. При этом текущее пластовое давление повышается, но на меньшую величину, чем $p_{\text{заб}}$.

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 $p_{\text{пл.тек}}$ и соответствующим уменьшением $\Delta p_{\text{скв.д}}$. 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. Уменьшить взаимодействие добывающих скважин можно также путем приближения нагнетательных скважин к добывающим, сокращения ширины полос между рядами нагнетательных скважин.

Показанный характер взаимосвязи $p_{\text{пл.к}}, p_{\text{пл.тек}}, p_{\text{заб.д}}, \Delta p_{\text{скв.д}}, \Delta p_{\text{зал}}, q$, 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.

§ 4. ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ О ПЛАСТОВОМ И ЗАБОЙНОМ ДАВЛЕНИИ

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 давлением включает обоснование периодичности и количества замеров, проведение замеров в скважинах в соответствии с намеченным графиком, 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 и пьезометрических скважинах, расположенных в водоносной части пласта — вблизи залежи и на некотором удалении от нее, в скважинах, оказавшихся за текущим внешним контуром нефтеносности и в действующих скважинах. 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, а также по их 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 нефтяной части 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 нефтяные скважины — фонтанные и газлифтные, простаивающие обводненные и нагнетательные — исследуют, измеряя давление прямым способом, т.е. путем спуска глубинного манометра к середине толщины пласта. В скважинах, где глубина спуска прибора ограничена техническими причинами, замер $p_{\text{зам}}$ выполняют на меньшей,

но максимально возможной глубине, ниже которой плотность нефти по стволу скважины постоянна. Это условие обеспечивается, если давление в точке замера превышает давление насыщения. Истинное значение пластового давления в таких скважинах определяют по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{зам}} + (H - H_{\text{зам}}) \rho_{\text{ж}} / 102, \quad (\text{XIII.14})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — средняя плотность жидкости в интервале между глубиной замера $H_{\text{зам}}$ и глубиной середины пласта H .

В пьезометрических скважинах пластовое давление можно измерить глубинным манометром, а также установить путем замера уровня воды или, если скважина переливает, устьевого давления и расчета соответственно по формулам (VII.5) и (VII.6).

В механизированных нефтяных скважинах пластовое давление измеряют малогабаритными манометрами, спускаемыми в межтрубное пространство на максимально достигаемую глубину, с последующим определением истинного давления по (XIII.14).

Остановки скважин для исследования пластового давления могут приводить к существенным потерям текущей добычи нефти. Чтобы избежать этого, часть данных о пластовом давлении можно получать косвенно — по данным измерения в скважинах забойного давления при нескольких (не менее трех) установившихся режимах работы — путем построения зависимости дебит — забойное давление и экстраполяции ее до оси давления. Пользуясь этим методом, можно давать и 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 названные зависимости для объекта в целом и для каждого его пласта в отдельности. Экстраполяция их до оси ординат позволяет установить значения текущих пластовых давлений.

Сказанное можно проиллюстрировать примером исследования нефтяной скважины, одновременно эксплуатирующей три пласта, на четырех установившихся режимах (табл. 10).

Построенные по данным табл. 10 зависимости $q - p_{\text{заб.д}}$ с их экстраполяцией до оси ординат показаны на рис. 89, из которого следует, что текущее пластовое давление в среднем по объекту в целом равно 18,6 МПа, по пласту I — 18,5, по пласту II — 18,3, по пласту III — 18,8 МПа.

Таблица 10

Результаты исследований добывающей нефтяной скважины

Номер режима	$p_{\text{заб'}}$, 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

В газовых скважинах без конденсата и без воды на забое пластовое давление можно определить по данным об устьевом давлении и плотности газа по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{у}} \left(1 + 0,0000361 \rho_{\text{г}} H \right) \quad (\text{XIII.15})$$

или по барометрической формуле

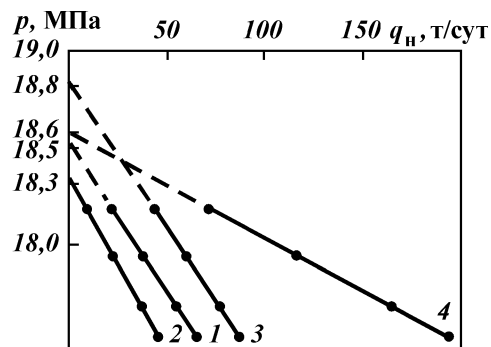
$$p_{\text{пл}} = p_{\text{у}} e^{0,03415 \left(\rho_{\text{г}} H / Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} \right)}, \quad (\text{XIII.16})$$

где $p_{\text{у}}$ — давление на устье скважины; $\rho_{\text{г}}$ — относительная плотность газа по воздуху; H — глубина залегания середины пласта; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура; $Z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре.

Значение забойного давления может быть получено только при установившемся режиме работы скважины. В нефтяных скважинах его можно определить несколькими способами в зависимости от назначения и оборудования скважины. В нагнетательных, фонтанирующих, газлифтных, а также в механизированных скважинах, оборудованных для спуска глубин-

Рис. 89. Индикаторные диаграммы нефтяных пластов I (1), II (2), III (3) и эксплуатационного объекта в целом (4):

$q_{\text{н}}$ — дебиты скважин по нефти; p — давление



ных приборов в затрубное пространство, его измеряют 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 определяют также расчетным путем по значению устьевого давления. При этом следует учитывать, что пересчет устьевого давления (буферного давления $p_{буф}$) в насосно-компрессорных трубах может приводить к существенным погрешностям из-за неточности поправок на потери на трение при подъеме жидкости. Предпочтительнее пользоваться устьевым давлением в межтрубном пространстве (затрубное давление $p_{затр}$), не подверженном влиянию движения жидкости. Использование $p_{затр}$ для расчета возможно при идентичности жидкости и газа в насосно-компрессорных трубах и межтрубном пространстве.

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

$$p_{заб} = (H - h_{дин}) (\rho_n / 102) p_r, \quad (XIII.17)$$

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 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 формуле (XIII.16), в которой вместо p_y используют $p_{затр}$ при работе скважины по насосно-компрессорным трубам.

В водонагнетательных скважинах забойное давление можно определять исходя из значения давления на устье в межтрубном пространстве $p_{затр}$:

$$p_{заб} = p_{затр} + H\rho_v/102, \quad (XIII.18)$$

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 применяют глубинные манометры, спускаемые на проволоке и обеспечивающие местную регистрацию давления (непосредственно в камере прибора) на специальном бланке, — геликсные манометры типов МГГ-63/250, МГН-2 и другие, пружинно-поршневые манометры типа МГП-1 и др. Широко применяют также 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 останова или в результате изменения режима работы этой или других скважин), применяют пневматические манометры типов ДГМ-4М и ДГМ-5 — дифференциальные.

Для измерения забойного и пластового давления механизированных скважин, оборудованных для спуска приборов в межтрубное пространство, используют малогабаритные пружинно-поршневые манометры типа МПМ-4 и пневматического типа МДГМ. В таких скважинах замеры можно выполнять также геликсным манометром МГН-2У, укрепляемым на насосно-компрессорных трубах под насосами и спускаемым в обсадную колонну. Глубинные манометры разных типов обладают неодинаковыми точностью, надежностью в эксплуатации, чувствительностью к температуре в скважинах, пределами измерения, масштабом записи. Поэтому тип манометра необходимо выбирать 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 ТЕМПЕРАТУРЫ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ

В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт (заводнение с использованием холодной воды, теплофизичес-

кие, термохимические методы) происходит изменение теплового режима продуктивных пластов. Это изменение ощутимо влияет 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 природных геотерм. Температурные замеры в скважинах используются также для изучения работы фонда скважин.

В условиях применения внутриконтурного заводнения нагнетание больших масс холодной воды вызывает некоторое снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и прилегающих добывающих скважин. На некоторых залежах это становится причиной ухудшения условий извлечения нефти из недр. Это особенно характерно для разработки залежей с высоким содержанием парафина в нефти и с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к природной пластовой. Снижение температуры в пласте в этих условиях может вызывать 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 заводнением комплекс температурных исследований предусматривает:

- контроль за температурой нагнетаемой в пласты породы;
- 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 после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины. 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. 90). 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 холодные сезоны года температура нагнетаемой воды была ниже начальной пластовой на 30–60 °С.

Для наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов с определенной периодичностью проводят температурные измерения в сети продолжительно простаивающих скважин – специально пробуренных контрольных и оценочных, простаивающих после бурения, а также в зумпфах временно остановленных скважин. Наиболее надежные данные получают в неперфорированных скважинах. Технология исследований и методика интерпретации получаемых данных такие же, что и при изучении естественного теплового фона (см. главу VII).

Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от начальной геотермы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме отражает изменение пластовой температуры. На рис. 91 приведены результаты исследования текущей

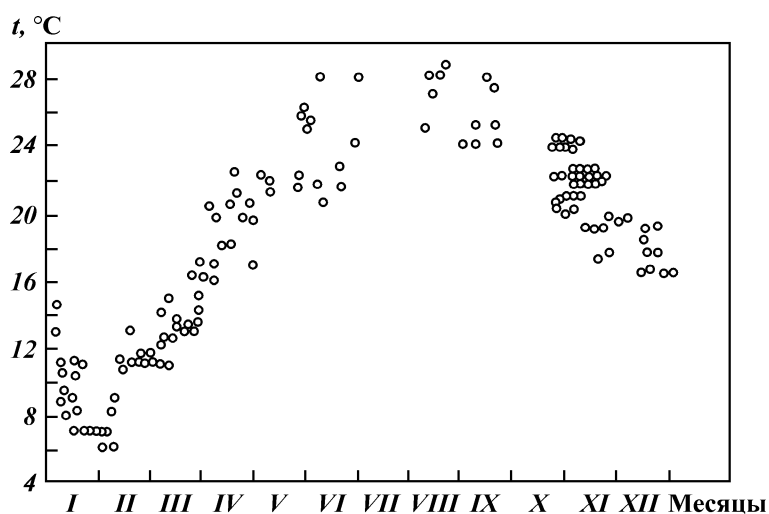


Рис. 90. Температура t морской воды, нагнетаемой в пласты месторождения Узень, в разное время года (по данным НГДУ "Узенефть")

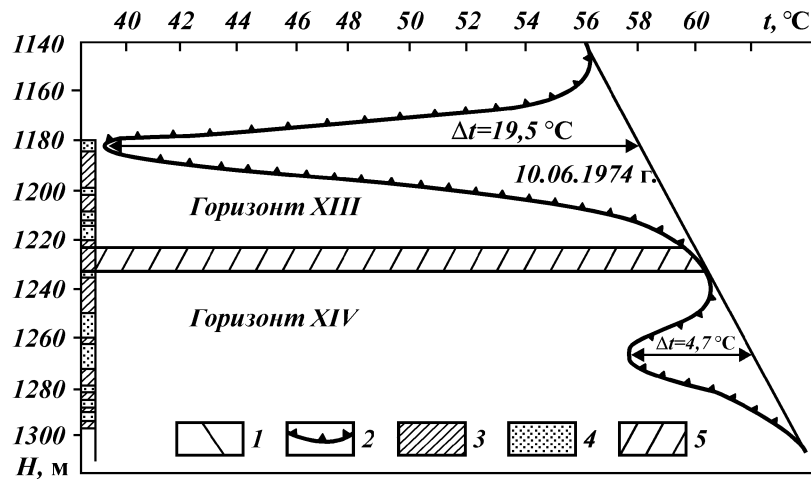


Рис. 91. Изменение температуры продуктивных горизонтов в наблюдательной скв. 515 месторождения Узень от закачки холодной воды (по данным ВНИИнефти):

1 — геотерма; 2 — текущая термограмма; породы: 3 — непроницаемые, 4 — проницаемые; 5 — непроницаемый раздел между горизонтами; H — глубина; t — температура

температуры в одной из контрольных скважин месторождения Узень. На дату исследования в точках наибольшего влияния закачки холодной воды температура в горизонте XIII снизилась на $19,5^\circ\text{C}$, в горизонте XIV на $4,7^\circ\text{C}$. Скорость и масштабы развития температурных аномалий зависят от скорости фильтрации жидкости и продолжительности нагнетания воды. Наибольшее снижение температуры обычно присуще наиболее проницаемой части пласта, по которой происходит опережающее перемещение воды.

Важно учитывать, что скорость формирования и перемещения фронта аномальных температур (в рассматриваемом случае — фронта охлаждения) отстает от скорости перемещения фронта вытеснения, 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, но их охлаждение может сопровождаться некоторым снижением температуры в соседних по разрезу менее проницаемых прослоях и пластах, в которых скорость перемещения фронта вытеснения намного меньше. Это может приводить к повышению вязкости

нефти в них и к ухудшению условий вытеснения нефти. Выявление таких частей продуктивного разреза имеет большое значение для оценки возможных потерь нефти в условиях закачки холодной воды для принятия решения о целесообразности нагнетания в пласты горячей воды (см. § 4 главы IX).

Снижение пластовой температуры в результате перемещения по пласту нагнетаемой воды в добывающей скважине можно установить следующим образом. В период работы 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 окружающую скважину среду. С началом поступления в скважину воды (первые порции ее имеют пластовую температуру) происходит увеличение забойного давления и соответствующее уменьшение дебита скважины. При этом снижается скорость подъема жидкости в скважине и соответственно возрастают потери тепла; 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.

Получаемые в результате температурных исследований скважин данные обобщают в виде таблиц, карт, профилей, отражающих распределение 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 ре-

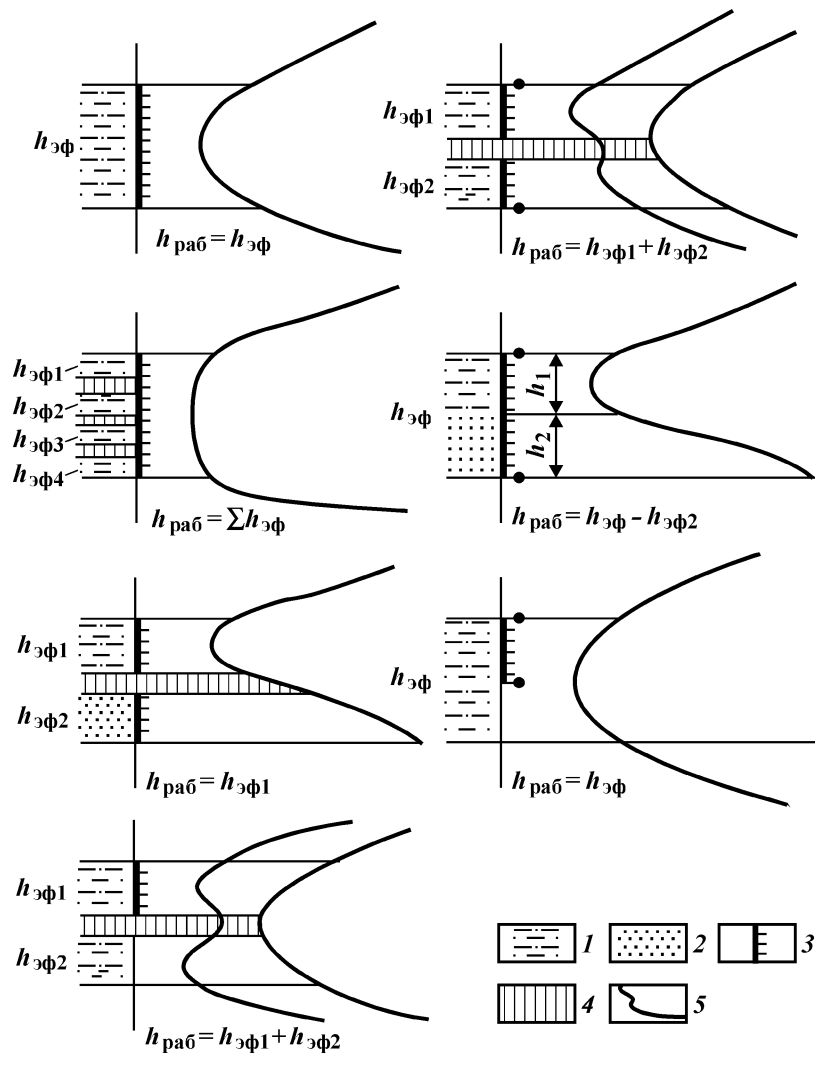


Рис. 92. Примеры выделения пластов, принимающих воду, по термограммам остановленных нагнетательных скважин (по данным ВНИИнефти). Эффективная толщина $h_{эф}$; 1 — принимающая воду ($h_{раб}$), 2 — не принимающая воду; 3 — интервал перфорации; 4 — непроницаемые прослои; 5 — термограмма

шения 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 нарушенности цементного камня за колонной. В.Л. 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. 92. При проведении границ принимающих интервалов учитывается тот факт, что отрицательные аномалии распространяются вверх и вниз по стволу скважины под действием теплопроводности жидкости и металла, 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.

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.

Глава XIV

КОНТРОЛЬ ОХВАТА 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, поэтому большое значение имеет контроль этого процесса. Степень вовлечения объекта в разработку характеризуется коэффициентом охвата залежи разработкой $k_{\text{охв.р}}$, представляющим собой отношение части эффективного объема 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 в условиях природных режимов, при незначительной макронеоднородности горизонта из-за большой подвижности пластового газа $k_{\text{охв.р}}$ приближается к единице.

Разработка нефтяных эксплуатационных объектов, особенно при больших площадях нефтеносности и вследствие повышенной вязкости нефти, характеризуется слабой гидродинамической связью между отдельными их частями. В результате изменение давления в одной точке объекта может не оказывать видимого влияния на другие его точки. В связи с этим значение $k_{\text{охв.р}}$ чаще намного меньше единицы.

Как уже отмечалось, нефтяные месторождения разрабатывают в основном с искусственным воздействием на пласт.

При этом важное значение приобретает оценка степени охвата продуктивного объема процессом вытеснения нефти водой. Охваченными процессом вытеснения считают те части 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 (VII.7), используемую для прогноза коэффициента нефтеизвлечения. Его значение во многом определяет конечную нефтеотдачу.

Стремление к достижению возможно большего значения этого коэффициента играет решающую роль при выборе системы разработки для новой залежи и является основной целью управления протекающими в пластах процессами на протяжении всего периода разработки.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения различают коэффициент охвата по толщине и коэффициент охвата по площади. **Коэффициент охвата вытеснением по толщине** $k_{\text{охв.выт } h}$ определяют как отношение нефтенасыщенной толщины, подвергающейся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной толщине объекта. В нагнетательных скважинах подвергающимся воздействию считают те пласты и прослои, 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 принимается равным 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 уровень ее реализации.

Рассмотрим особенности охвата процессом вытеснения для случая, когда эксплуатационный объект представлен монолитным пластом. При нагнетании в такой пласт воды $k_{\text{охв.выт } h}$ можно считать равным единице. На охват этого объекта процессом вытеснения по площади в первую очередь влияют фильтрационные свойства пласта. При прочих равных условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует

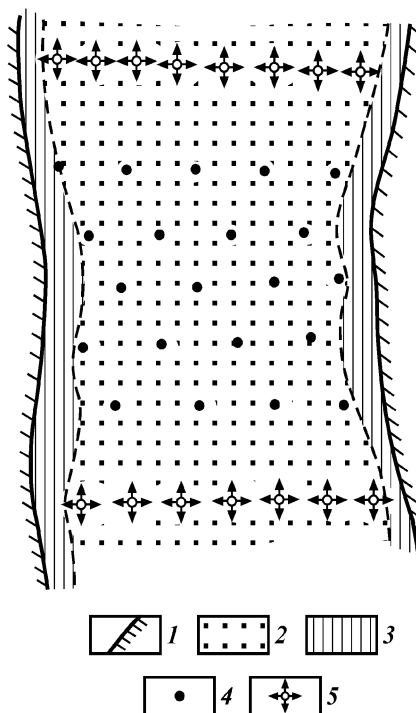
закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости пласта и уменьшением вязкости нефти. Для характеристики фильтрационной способности пласта используют отношение этих параметров $k_{пр}/\mu_n$, называемое подвижностью нефти в пластовых условиях или проводимостью пласта. Как показывает опыт разработки, при пониженной подвижности нефти ($k_{пр}/\mu_n < 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние от разрезающего ряда нагнетательных скважин распространяется не далее 1–1,5 км в каждую сторону от него. Поэтому в таких условиях принимают, что ширина полос между разрезающими рядами не более 2–3 км. При высокой подвижности нефти ($k_{пр}/\mu_n \geq 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние нагнетания воды распространяется на большее расстояние, поэтому ширину полос между линиями разреза можно принимать большей – до 4–5 км. Выбор оптимальной ширины полосы между разрезающими рядами (определение возможности применения законтурного заводнения, выбор расстояния между очагами заводнения и т.д.), соответствующей фильтрационной характеристике пласта, обеспечивает охват залежи воздействием по всей ее площади. Завышение ширины полос при разрезании залежей или применение законтурного заводнения при большой ширине залежи приводит к тому, что внутренняя, удаленная от нагнетательных скважин часть площади не испытывает воздействия.

Большое влияние на степень охвата пласта вытеснением по площади оказывает его микро- и макронеоднородность. Наличие локальных участков отсутствия коллекторов, участков с низкой проницаемостью, дизъюнктивных нарушений приводит к низкой приемистости или ее отсутствию в части нагнетательных скважин, отсутствию взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами и в результате ограничивает распространение влияния закачки на отдельные части площади.

Значение коэффициента охвата воздействием зонально-неоднородного пласта зависит от расположения нагнетательных и добывающих скважин. Их расположение без учета характера неоднородности увеличивает количество и размеры участков, не испытывающих влияния закачки. Кроме того, вне процесса вытеснения оказываются локальные участки вдоль границ распространения коллекторов, за добывающими скважинами, хотя на них распространяется влияние закачки (рис. 93). На этапах проектирования разработки учесть при размещении проектных скважин неоднородность во всех ее деталях не удается, так как она бывает изучена еще не в полной мере. Сокращение размеров не охваченных вытесне-

Рис. 93. Охват процессом вытеснения прерывистого продуктивного пласта:

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



нием зон залегания коллекторов возможно за счет бурения скважин резервного фонда.

Значение коэффициента охвата вытеснением по площади тесно связано также с соотношением объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из него жидкости (в пластовых условиях). Если это соотношение меньше единицы, т.е. закачка меньше отбора, удаленные от нагнетательных скважин участки площади испытывают недостаточное воздействие или не испытывают его вовсе. Соответствие объема нагнетаемой воды объему добываемой из пласта жидкости является, таким образом, одной из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта явления, рассмотренные для однопластового объекта, могут быть свойственны каждому из пластов в отдельности. При этом на разных участках объекта в плане могут совмещаться зоны пластов как с примерно одинаковой, так и с существенно различающейся характеристикой охвата вытес-

нением. 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 процессом вытеснения. Это обусловлено особенностями приемистости пластов в нагнетательных скважинах. Установлено, что при совместной перфорации в нагнетательных скважинах пластов с различной проницаемостью воду принимают пласты с повышенной проницаемостью, в то время как в менее проницаемые пласты и прослой вода не поступает.

На рис. 94 показана особенность охвата воздействием объекта разработки, состоящего из двух пластов. В скв. 1 воду принимает только нижний пласт β , который на этом участке более проницаем, чем пласт α , 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 α , следовательно, в восточной части объекта воздействием охвачена лишь его верхняя часть.

На Ромашкинском нефтяном месторождении в разрезе горизонта Δ_{11} , разрабатываемого в виде единого эксплуатационного объекта, выделяют семь пластов-коллекторов. В условиях прерывистого залегания по площади каждого из них, 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.

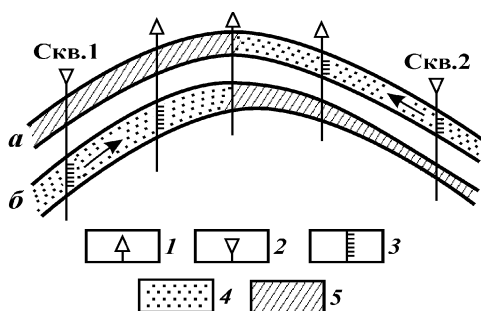


Рис. 94. Охват вытеснением объекта разработки, состоящего из пластов α и β .

Скважины: 1 — добывающие, 2 — нагнетательные; 3 — интервал перфорации; коллекторы: 4 — малопроницаемый, 5 — высокопроницаемый

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 с резко различающейся проницаемостью вода поступает только в те пласты, для которых применяемое давление нагнетания воды оказывается достаточным. Это обстоятельство необходимо учитывать при обосновании выделения эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении, а также при обосновании и выполнении комплекса мероприятий по управлению процессом разработки, в том числе включению в работу возможно большей части нефтенасыщенной толщины объекта.

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 объекта их количество соответствует числу пластов в объекте. Указанные карты строят на основе карт распространения коллекторов. На них указывают местоположение нагнетательных и добывающих скважин, границы распространения коллекторов с разной продуктивностью (наиболее часто выделяют две группы коллекторов – с высокой и низкой продуктивностью), дизъюнктивные нарушения, границы зон вытеснения. По карте охвата находят $V_{\text{охв.выт}}$ и $V_{\text{общ}}$, которые определяют в соответствующих границах как произведение средней толщины пласта на величину площади.

По многопластовому объекту в целом коэффициент охвата вытеснением может быть определен как среднее взвешенное по толщине 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 нефтенасыщенная толщина i -го пласта объекта.

Различают прогнозный и фактический коэффициенты охвата вытеснением.

Прогнозный коэффициент охвата вытеснением обосновывают при подсчете запасов и проектировании разработки

месторождения для определения технологического коэффициента нефтеизвлечения.

Поскольку данных о неоднородности пластов, полученных по разведочным скважинам, бывает недостаточно, при составлении первого проектного документа значение $k_{\text{охв.выт}}$ можно принять равным $k_{\text{охв.выт}}$ идентичных пластов более изученных ближайших залежей его же горизонта.

При составлении второго проектного документа, когда имеются данные бурения 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 макронеоднородности пластов.

Известно несколько способов выделения таких зон при прогнозе коэффициента охвата вытеснением.

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 $V_{\text{н}}$, полулинзы $V_{\text{пл}}$ и линзы $V_{\text{л}}$. На карте распространения коллекторов к непрерывной части пласта относят участки залегания коллекторов, имеющие не менее чем два выхода к контуру питания (нагнетания), т.е. получающие воздействие с противоположных сторон. К полулинзам относят участки коллекторов, прилегающие лишь 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, будут охвачены этим процессом полностью. В полулинзах вытеснение происходит только в одном направлении со стороны нагнетательных скважин. 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 вытеснение происходить не может, поэтому они остаются вне границ охвата вытеснением.

В соответствии с этим прогнозный коэффициент охвата воздействием определяется по формуле

$$k_{\text{охв.выт}} = (V_{\text{н}} + \alpha V_{\text{пл}}) / V_{\text{общ}}, \quad (\text{XIV.4})$$

где $V_{\text{общ}}$ — полный объем нефтенасыщенного пласта; α — коэффициент, определяемый исходя из длины полулинз в направлении, соответствующем общему направлению вытеснения.

На рис. 95, а показано определение $V_{\text{н}}$, $V_{\text{пл}}$ и $V_{\text{л}}$ на соответствующих участках прерывистого продуктивного пласта при законтурном (приконтурном) заводнении. Прогнозный коэффициент охвата в целом по этому пласту

$$k_{\text{охв.выт}} = [V_{\text{н}} + \alpha(V_{\text{пл1}} + V_{\text{пл2}} + V_{\text{пл3}})] / V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.5})$$

Важно подчеркнуть, что доли объемов $V_{\text{н}}$, $V_{\text{пл}}$, $V_{\text{л}}$ в общем

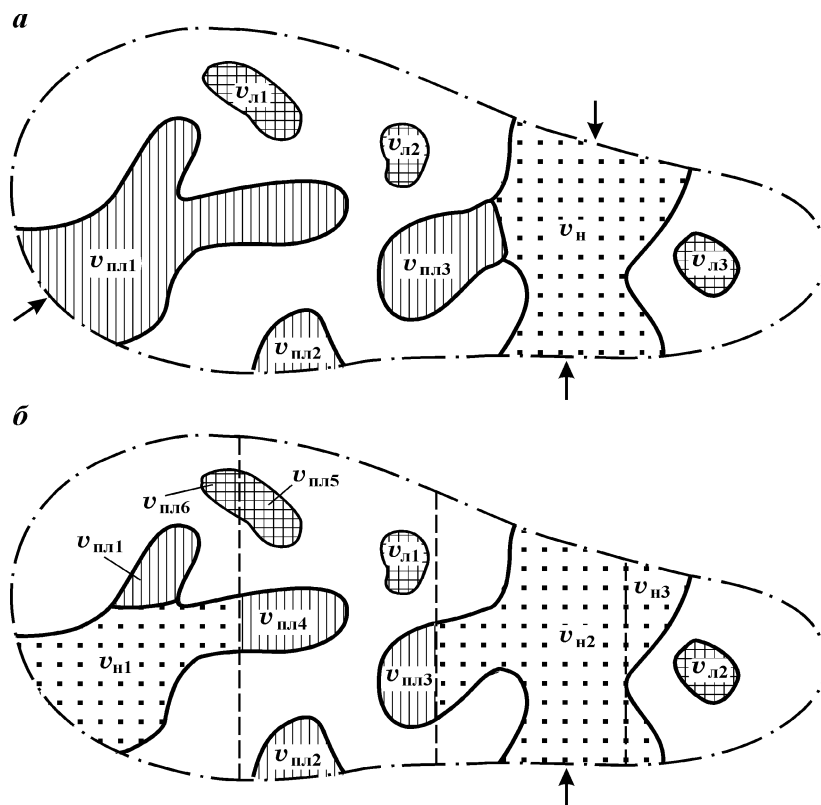


Рис. 95. Выделение объемов непрерывной части пласта $V_{\text{н}}$, полулинз $V_{\text{пл}}$ и линз $V_{\text{л}}$ для определения коэффициента охвата вытеснением: а — законтурное заводнение; б — внутриконтурное заводнение. Штрих-пунктирными линиями показано положение рядов нагнетательных скважин

объеме залежи во многом зависят от системы заводнения (или другого вида воздействия). На рис. 95, б показано $V_{н1}$, $V_{пл1}$, $V_{л1}$ для того же пласта, но в случае применения наряду с законтурным заводнением еще и разрезания тремя рядами нагнетательных скважин.

В результате разрезания существенно увеличилась площадь и соответственно объем непрерывной части пласта, к которому теперь стали относиться объемы $V_{н1}$ и $V_{н2}$, $V_{н3}$. Сократился объем полулинз, в котором остались небольшие участки $V_{пл1}$, $V_{пл2}$, $V_{пл3}$, $V_{пл4}$, $V_{пл5}$, $V_{пл6}$, уменьшился объем линз, поскольку в новых условиях линзы представлены лишь объемами $V_{л1}$ и $V_{л2}$ на соответствующих участках пласта.

Прогнозный $k_{охв.выт}$ при этом значительно повышается и составляет

$$k_{охв.выт} = \left[V_{н1} + V_{н2} + V_{н3} + \alpha (V_{пл1} + V_{пл2} + V_{пл3} + V_{пл4} + V_{пл5} + V_{пл6}) \right] / V_{общ.} \quad (XIV.6)$$

Из приведенного примера видно, что при прерывистом строении пласта, меняя положение и количество нагнетательных скважин, можно увеличивать охват залежи воздействием.

При залегании прерывистых пластов преимущественно в виде полос сложной конфигурации М.М. Саттаров и другие исследователи предлагают использовать иной способ определения $k_{охв.выт}$. Он основан на предпосылке, что при заводнении подобных пластов в процесс вытеснения не включаются в работу окраины полос коллекторов вдоль границ их распространения, имеющие в среднем ширину, равную половине расстояния между добывающими скважинами при принятой сетке их размещения (см. рис. 93).

При этом прогнозный коэффициент охвата пласта вытеснением определяется по формуле

$$k_{охв.выт} = 1 - L\sigma / 2F, \quad (XIV.7)$$

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 $k_{охв.выт}$ позволяет количественно оценивать влияние на его величину плотности сетки добывающих скважин.

В процессе разработки эксплуатационного объекта периодически (обычно на конец года) составляют карты фактического охвата процессом вытеснения каждого пласта эксплуатационного объекта и объекта в целом. Это делается для оценки эффективности принятой системы и процесса разработки — для выяснения соответствия фактического охвата проектному, выявления частей объекта, недостаточно участвующих в дренировании, а также для 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 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. В этом случае получаемые по скважинам данные характеризуют работу пласта в соответствующих точках и на соответствующих участках объекта по всей его толщине.

Изучение соотношения объемов закачки и отбора позволяет дать оценку охвата воздействием для отдельных участков залежи с практически повсеместно залегающим и сравнительно макрооднородным пластом. 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 выбирают 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 различались по разным участкам.

По сумме скважин каждого из выделенных участков опре-

деляют текущие объемы отбора жидкости в пластовых условиях и закачиваемого агента. Участки, характеризующиеся компенсацией объема отбираемой жидкости объемом закачки, могут быть отнесены к хорошо охваченным воздействию. В пределах участков, где объем текущей закачки меньше объема 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 также, сопоставляя темпы добычи нефти из них, текущую и накопленную обеспеченность отбора закачкой агента в пласт.

Достаточно уверенно об охвате воздействием отдельных участков пласта и пласта в целом судят по данным динамики пластового давления. На участках объекта разработки, охваченных воздействием, пластовое давление в эксплуатационных скважинах в течение длительного времени остается стабильно повышенным при достаточно высоких темпах добычи нефти; на участках с недостаточным воздействием пластовое давление постепенно снижается; на участках, не охваченных воздействием, давление снижается весьма интенсивно даже при низких темпах добычи нефти. Анализ проводят, сопоставляя карты изобар на ряд последовательных дат. 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, свидетельствуют о недостаточно интенсивном процессе вытеснения или о расположении скважин вне зоны охвата вытеснением. Рост 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. Низкая приемистость нагнетательных скважин на некоторых участках пласта обычно служит показателем недостаточного охвата их воздействием.

Комплексный анализ всех наблюдений, характеризующих эксплуатацию скважин и участков пласта, позволяет 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.

1. Зоны пласта с охватом активным процессом вытеснения. Это участки пласта на карте охвата вытеснением, в пределах которых благодаря выполнению закачки достаточно высоких отборов нефти обеспечиваются высокое пластовое давление и активная работа всех скважин с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивности пласта.

2. Зоны, охваченные заводнением, но с недостаточно активным процессом вытеснения, соответствующие 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.

3. 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) редкое снижение пластового давления.

§ 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА

Как было показано, при разработке многопластового эксплуатационного объекта обеспечение достаточно полного охвата пластов процессом вытеснения представляет более сложную задачу, чем при разработке однопластового объекта.

Значительные трудности представляет и 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 работ скважин в этих условиях отражают работу какой-то суммы пластов — всех пластов объекта или их части, обычно неизвестно какой. Следовательно, показатели работы скважины в целом в подавляющем боль-

шинстве не могут быть использованы для характеристики охвата разработкой отдельных пластов.

В связи с этим при изучении охвата вытеснением многопластового объекта необходимо использовать всевозможные наблюдения в возможно большем количестве скважин, относительно равномерно размещенных по площади объекта, которые при комплексном использовании позволяют получить дифференцированную оценку работы пластов.

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 наличием специально подготовленных для контроля за работой отдельных пластов). Таких скважин бывает немного, но они дают наиболее надежную информацию 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 глубинные исследования, главная цель которых — выявить работающие и бездействующие пласты и дать количественную оценку показателей эксплуатации каждого из работающих пластов. Поскольку охват залежи вытеснением обеспечивается за счет нагнетания воды, в первую очередь выявляются и оцениваются пласты, принимающие воду в нагнетательных скважинах, затем (или параллельно) ведут соответствующие исследования 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 нагнетаемую воду добавляют радиоактивное вещество, часть которого адсорбируется на породе 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 выделять такие пласты.

На рис. 96 приведены результаты исследования методом изотопов одной из нагнетательных скважин Ромашкинского

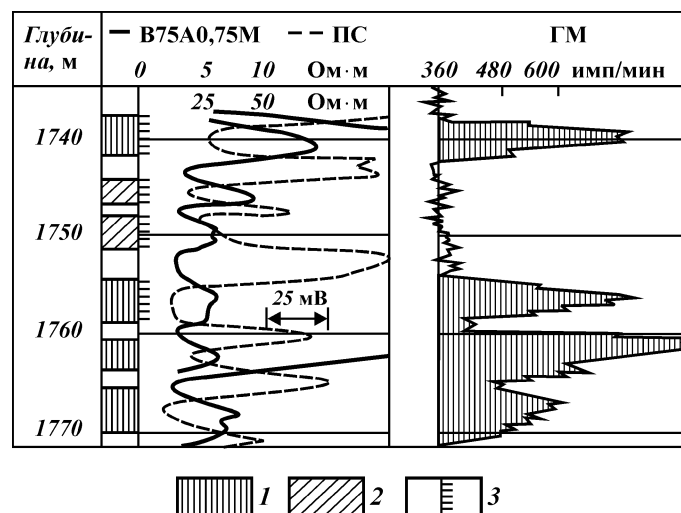


Рис. 96. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами.
Пласты: 1 – работающие, 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

месторождения. В скважине перфорированы четыре продуктивных пласта, 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 в связи с некачественным цементированием колонны часть воды поступает в два нижележащих, частично или полностью водоносных неперфорированных пласта (такие нежелательные случаи не единичны, и их выявление позволяет устранять непроизводительную закачку воды).

По тому же принципу принимающие воду пласты можно выделять 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, обеспечивая качественную картину, количественного выражения приемистости пластов не дает. Поэтому, а главное в интересах охраны недр, метод радиоактивных изотопов на практике широкого применения не нашел.

Метод механической потокометрии. Работу пластов в нагнетательных и добывающих скважинах изучают с помощью глубинных расходомеров-дебитометров, фиксирующих ско-

рость потока по стволу скважины. Основным узел прибора — датчик турбинного типа (вертушка), реже поплавкового, дискового или других типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение скважины в точке установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и измеряя частоту вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, перемещающейся на разных глубинах. Данные замеров представляются в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебиты (приемистость) каждого пласта.

На рис. 97 показан профиль притока по добывающей скважине, в которой перфорированы 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 части поступает примерно 5, 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. 98 приведен профиль приемистости нагнетательной скважины, в которой перфорированы три пласта. Из них воду принимает только нижний, наиболее мощный высокопроницаемый пласт. Суммарная приемистость его около $500 \text{ м}^3/\text{сут}$, причем по толщине она неравномерна.

Метод механической потокометрии применяется весьма широко на практике.

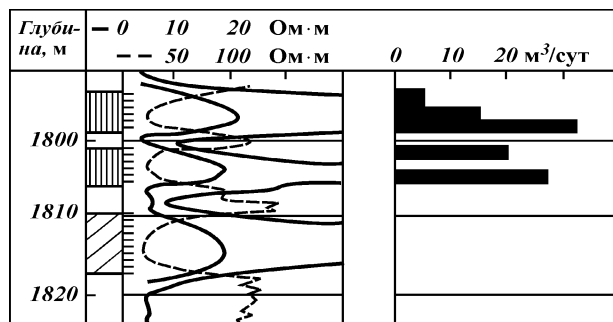


Рис. 97. Профиль притока в добывающей скважине по данным исследования глубинным дебитомером. Условные обозначения см. на рис. 96

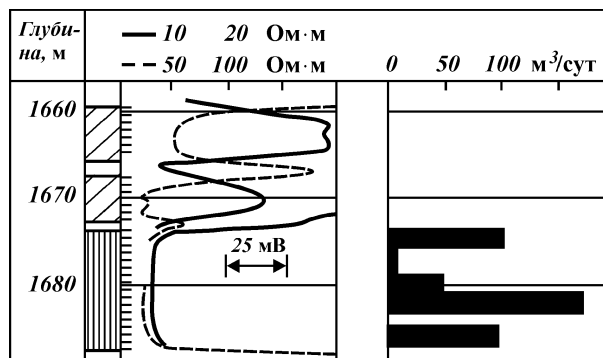


Рис. 98. Профиль приемистости нагнетательной скважины по данным исследования глубинным расходомером. Условные обозначения см. на рис. 96

Метод термокондуктивной потокометрии. Он 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) в интервале продуктивного разреза скважины.

Этот метод в отличие от метода механической потокометрии менее точен. Его можно использовать главным образом для качественных оценок, т.е. для выделения работающих и неработающих пластов.

При использовании методов механической и термокондуктивной потокометрии необходимо учитывать, что выделяемые ими интервалы часто оказываются меньше фактически работающей толщины пласта. Этот факт установлен на основании многочисленных прямых и косвенных наблюдений. Так, коэффициент охвата для горизонта D_1 Ромашкинского месторождения, определяемый в соответствии с работающей толщиной, полученной по данным потокометрии, оказался меньше заводненной части горизонта, где охваченный вытеснением (т.е. уже заводненный!) объем надежно выделен другими методами.

Занижение глубинными дебитомерами-расходомерами работающей толщины пластов связано с недостаточной чувст-

вительностью приборов, а также с учетом ими особенностей потоков жидкости между скважинами.

Из сказанного следует, что данные дебитометрии-расходомерии следует использовать в комплексе с другими данными.

С помощью информации, получаемой методом потокомерии, можно надежно определять, какие из перфорированных пластов не включены в работу в данной скважине и каков дебит (приемистость) каждого пласта, работающего 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 стволе действующей нагнетательной скважины устанавливается наведенный тепловой режим, отличающийся от природного, и температурная кривая приобретает вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки против не принимающих воду интервалов разреза 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. 99 приведена термограмма нагнетательной сква-

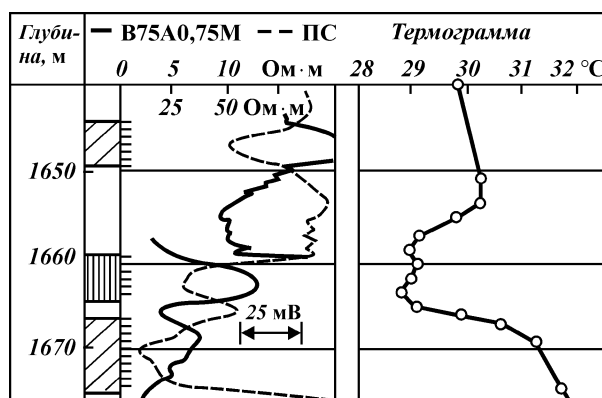


Рис. 99. Термограмма нагнетательной скважины. Условные обозначения см. на рис. 96

жины, снятая через некоторое время после прекращения за- качки. На термограмме видно, что из трех перфорированных пластов в скважине воду принимает только один — средний.

Выделение работающих пластов по термограммам в добы- вающих скважинах, полученным при их работе, менее на- дежно, так как распределение температуры по стволу сква- жины определяется рядом факторов: дроссельным эффектом, калориметрическим смешиванием жидкости, поступающей в скважину из пластов с разной температурой, теплообменом восходящего потока с окружающими ствол скважины гор- ными породами.

Термограмма действующей скважины с одним работаю- щим пластом имеет простой вид: против подошвы работаю- щего пласта за счет проявления дроссельного эффекта на- блюдается сдвиг температурной кривой T на величину Δt по сравнению с естественной геотермой T_0 (рис. 100). Кровля работающего пласта на термограмме не выделяется.

В добывающей скважине с несколькими работающими пластами поступление жидкости из верхних пластов отмеча- ется скачкообразным изменением угла наклона термограммы к оси глубин, связанным с калориметрическим смешиванием двух потоков жидкости (восходящего и притекающего из пластов) (рис. 101).

Метод фотоколориметрии нефти. Основан метод на опре- делении коэффициента светопоглощения нефти $K_{сп}$, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола и асфальтенов). $K_{сп}$ нефти определяют путем исследования про- бы нефти, отобранной на устье скважины, с помощью фо- токолориметрии. Обычно его значение изменяется в доста- точно широких пределах по площади залежи и по толщине

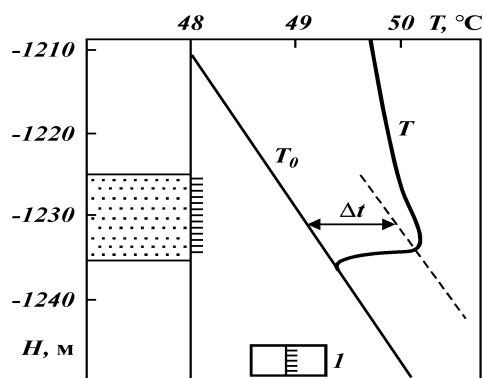


Рис. 100. Проявление дроссельного эффекта на термограмме действующей добывающей скважины с одним работающим пластом: I — интервал перфорации; T_0 — геотерма; T — термограмма

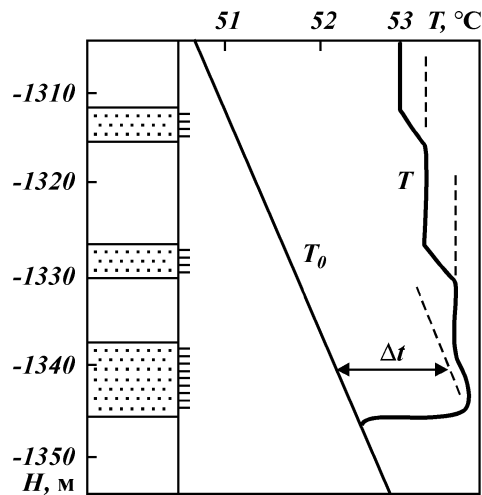


Рис. 101. Термограмма действующей добывающей скважины с дроссельным эффектом против нижнего пласта и эффектом калориметрического смешивания жидкости против двух верхних пластов. Условные обозначения см. на рис. 100

горизонта: из скважин добывается "меченая" нефть, имеющая определенные свойства в каждой точке пласта.

Значение $K_{сп}$ увеличивается от свода к периферии залежи и от кровли к подошве пласта. Так, $K_{сп}$ 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 $K_{сп}$ добываемой из этих скважин нефти возрастает.

Периодически строя карты значений $K_{сп}$ нефти в изолиниях и сопоставляя их, можно судить о направлении линий тока жидкости в пласте и скорости ее движения.

Многопластовые объекты нередко характеризуются резким изменением значений $K_{сп}$ нефти по разрезу, в результате чего пласты или группы пластов имеют разные диапазоны значений $K_{сп}$. Так, в пласте B_1 на Западно-Сургутском месторождении в Западной Сибири $K_{сп}$ нефти изменяется от 300 до 543 ед., а в разрабатываемом совместно с ним пласте B_{10} — в диапазоне 120–310 ед.

Учитывая резкое различие $K_{сп}$ нефтей разных пластов, по значению $K_{сп}$ нефти, получаемой из скважины, можно судить, какие пласты в ней работают на дату замера.

При точно установленных закономерностях изменения $K_{\text{сп}}$ нефти по толщине 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 соответственно равны:

$$q_1 = (K_{\text{сп}2} - K_{\text{спсм}})(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1});$$

$$q_2 = (K_{\text{спсм}} - K_{\text{сп}1})(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1}), \quad (\text{XIV.8})$$

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; $K_{\text{спсм}}$ — 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, резистивметрия и т.п. Выделение неработающих пластов нейтронными методами основано на том, что в их призабойной зоне остается фильтрат промывочной жидкости, попавшей при бурении 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.

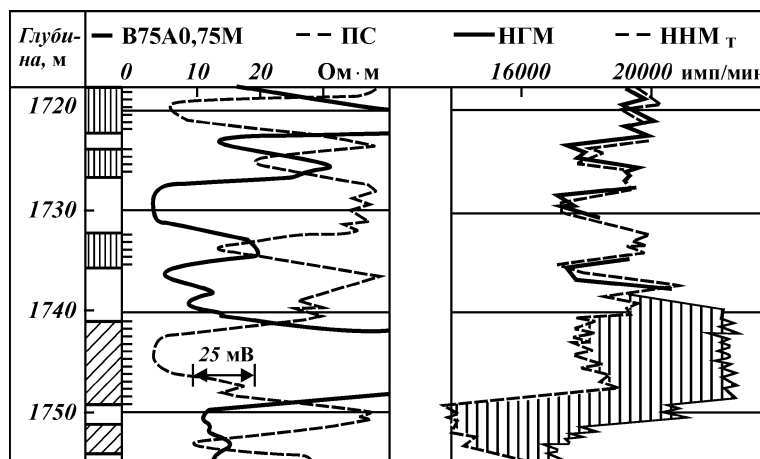


Рис. 102. Определение неработающих пластов в добывающей скважине по данным комплекса НГМ—ННМт. Условные обозначения см. на рис. 96

На рис. 102 приведен пример выделения работающих и неработающих пластов в безводной эксплуатационной скважине нейтронными методами. Здесь верхние три прослоя по комплексу НГМ–ННМт выделяются как нефтеносные, следовательно, они работают. Нижний, нефтеносный по данным электрометрии, перфорированный пласт, видимо, не работает, так как на диаграммах радиометрии 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.

Как уже указывалось, важную информацию о степени охвата пласта процессом вытеснения дают данные о пластовом давлении. Однако в условиях совместной работы пластов в скважине фиксируется давление, соответствующее наиболее активно работающему пласту. Данные о пластовом давлении в каждом из пластов можно получить косвенным способом — путем исследования скважины методом установившихся отборов с определением дебита пластов глубинным потокометром 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 (см. § 4 главы XIII).

Для построения карт охвата пластов многопластового объекта воздействием проводят систематизацию и обобщение в комплексе всей имеющейся промыслово-геологической 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 макро- и микронеоднородность по площади, — карты распространения коллекторов в целом 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, определяют приемистость и дебиты работающих пластов.

При обобщении информации о работе пластов полез-

но разделить ее по степени надежности на несколько групп.

К группе самых достоверных данных следует относить 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 относить 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 глубинной потокометрии, термометрии, $K_{сп}$ нефти и др.

При большом фонде скважин, при механизированной эксплуатации и т.д. количество таких доказательств часто оказывается ограниченным. В таких случаях привлекают косвенные данные. Скважины, в которых охвачен вытеснением лишь один из перфорированных пластов, 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 одноименный пласт и по одному разноименному пласту. 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 влияния на добывающую скважину (если нет оснований для предположения о наличии литологического или другого экрана между скважинами) можно сделать вывод о том, что в нагнетательной скважине воду принимает лишь пласт, отсутствующий в рассматриваемой добывающей скважине.

Поясним изложенный методический прием на конкретном более сложном примере (рис. 103, †). Закачка воды ведется

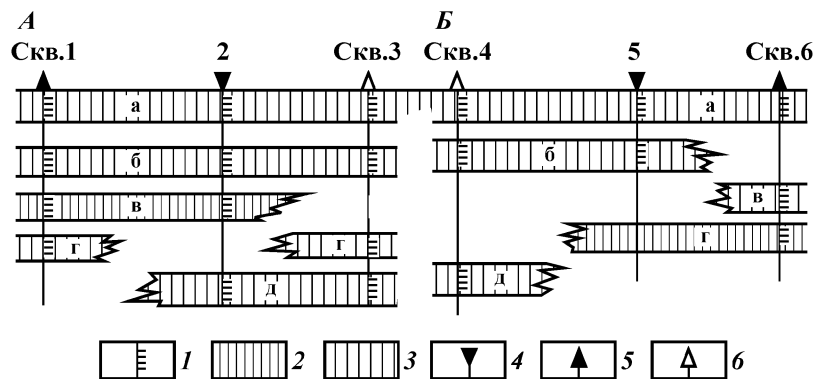


Рис. 103. Выделение работающих пластов по взаимодействию скважин:
 А – работает только пласт в; А – работает только пласт г; пласты: 1 – перфорированные, 2 – работающие, 3 – неработающие; скважины: 4 – нагнетательные, 5 – добывающие, хорошо реагирующие на закачку, 6 – добывающие, не реагирующие на закачку; а–д – индексы пластов

через скв. 2, в которой перфорированы пласты, а, б, в и д. В соседней добывающей скв. 1, которая устойчиво фонтанирует при неизменном пластовом давлении, перфорированы три идентичных интервала – пласты а, б и в, а также пласт г, отсутствующий в нагнетательной скв. 2. 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 котором 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. 103, ·) в нагнетательной скв. 5 перфорированы пласты а, б и г. В добывающей скв. 4 перфорированы 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 толщины и проницаемости пластов в каждой рассматриваемой скважине. Правильность распределения оценивают, сравнивая анализируемую часть участка с другими его частями с близкой характеристикой, хорошо освещенными глубинными исследованиями, и при необходимости вносят коррективы.

Всю информацию о работе каждого пласта в добывающих и нагнетательных скважинах наносят на карты распространения коллекторов. Затем по аналогии с однопластовым объектом в пределах каждого пласта многопластового объекта выделяют зоны, охваченные и не охваченные процессом вытеснения.

Глава XV

КОНТРОЛЬ ВНЕДРЕНИЯ НАГНЕТАЕМОЙ ВОДЫ В ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

§ 1. ВЫТЭСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Изучение особенностей заводнения продуктивных коллекторов при разработке залежей нефти занимает одно из 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 геологическим строением залежей, применяемой системой разработки, свойствами нефти и вытесняющей ее воды и др.

В зависимости от этих факторов внедрение воды в залежь может происходить за счет:

природного водонапорного или упруговодонапорного режима;

закачки воды в пласты через нагнетательные скважины.

В первом случае в залежь внедряется контурная пластовая вода. Это сопровождается подъемом ВНК, перемещением (стягиванием) контуров нефтеносности, постепенным уменьшением размеров залежи, превращением ее в залежь, полностью подстилаемую водой.

Во втором случае при законтурном заводнении в пласты внедряется оторочка пластовой воды, а затем нагнетаемая вода. В остальном внедрение воды сопровождается теми же явлениями, что и в первом случае. Во втором случае при внутриконтурном заводнении в пласты внедряется нагнетаемая вода, создаются искусственные водонефтяные контакты, постепенно удаляющиеся от нагнетательных скважин.

Создающиеся при внедрении воды разделы между водой и нефтью могут приобретать различные формы.

Формы поверхности текущего природного ВНК. При процессах вытеснения нефти водой, сопровождающихся подъ-

емом ВНК, последний может перемещаться параллельно его первоначальному положению или наклонно к нему, приобретать сложную форму. Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности и их форма определяются такими факторами, как соотношение вязкостей нефти и воды, геологическая неоднородность продуктивного пласта, размеры водонефтяных зон и др.

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 $\mu_0 < 1$ в результате разработки залежи происходит более быстрое перемещение внешнего контура нефтеносности по сравнению с внутренним, в результате чего ширина водонефтяной зоны постепенно сокращается (рис. 104). При этом поверхность ВНК, первоначально близкая к горизонтальной, начи-

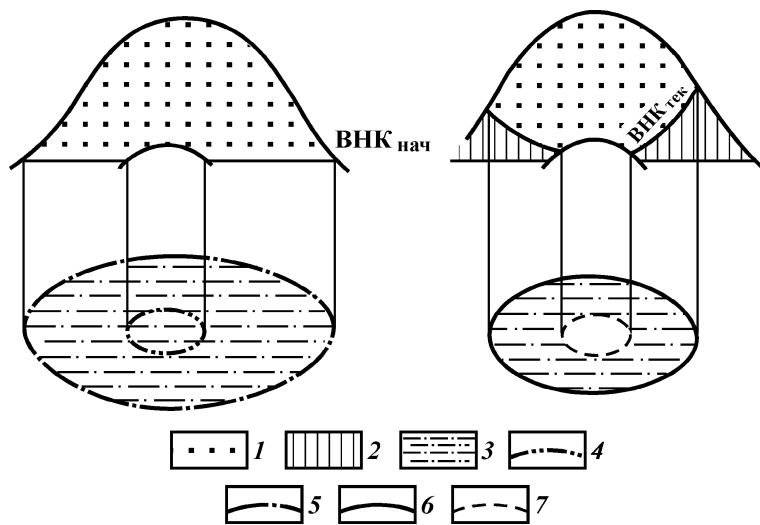


Рис. 104. Схема изменения формы поверхности ВНК при соотношении вязкости нефти и воды $\mu_0 < 1$.

Коллектор: 1 — нефтенасыщенный, 2 — заводненный; 3 — водонефтяная зона; контуры нефтеносности: 4 — внутренний начальный, 5 — внешний начальный, 6 — внешний текущий, 7 — внутренний текущий

нает наклоняться к центру залежи. Так, при разработке верхнемеловой массивной залежи маловязкой нефти Малгобек-Вознесенского месторождения более интенсивный подъем ВНК происходил на периферии залежи, в результате чего он постепенно принял форму чаши.

В газонефтяной залежи Коробковского месторождения, разрабатываемой с законтурным заводнением при $\mu_0 < 1$, также произошел наклон поверхности ВНК в сторону внутреннего контура (рис. 105).

В подобных случаях выработка запасов нефти из водонефтяных зон шириной до 1500–2000 м обычно происходит без их разбуривания, за счет вытеснения нефти водой к добывающим скважинам, пробуренным в начальном внутреннем контуре нефтеносности. Добывающие скважины в этих условиях длительное время работают без воды, а при подходе к ним внутреннего контура интенсивно обводняются и выводятся из эксплуатации. При этом обеспечиваются высокие охват залежи заводнением и коэффициент вытеснения нефти. Макронеоднородность продуктивного пласта, как это

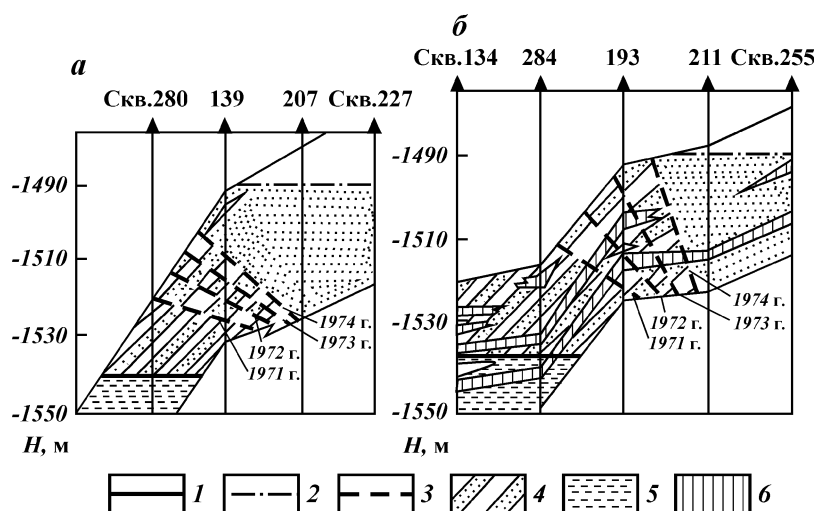


Рис. 105. Схематические геологические профили газонефтяной залежи Коробковского месторождения ($\mu_0 < 1$), представленной монолитным (±) и расчлененным (·) пластами.

Контакты: 1 — начальный водонефтяной, 2 — начальный газонефтяной, 3 — текущий водонефтяной на 1 января соответствующего года; 4 — заводненная закачиваемой водой часть нефтенасыщенного пласта; 5 — водонасыщенный пласт; 6 — непроницаемые прослойки

видно на рис. 105, не оказывает существенного влияния на характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности.

При повышении соотношения вязкостей нефти и воды до 2–3 в монолитных, достаточно однородных пластах характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности сходен с описанным выше. На рис. 106, ‡ приведен схематический профиль южного участка залежи горизонта D_1 Бавлинского месторождения со сравнительно монолитным строением пласта, разрабатываемого с законтурным заводнением при $\mu_0 = 2$. ВНК здесь перемещался довольно равномерно, приобретая слабый наклон к центру залежи. При этом достигнут высо-

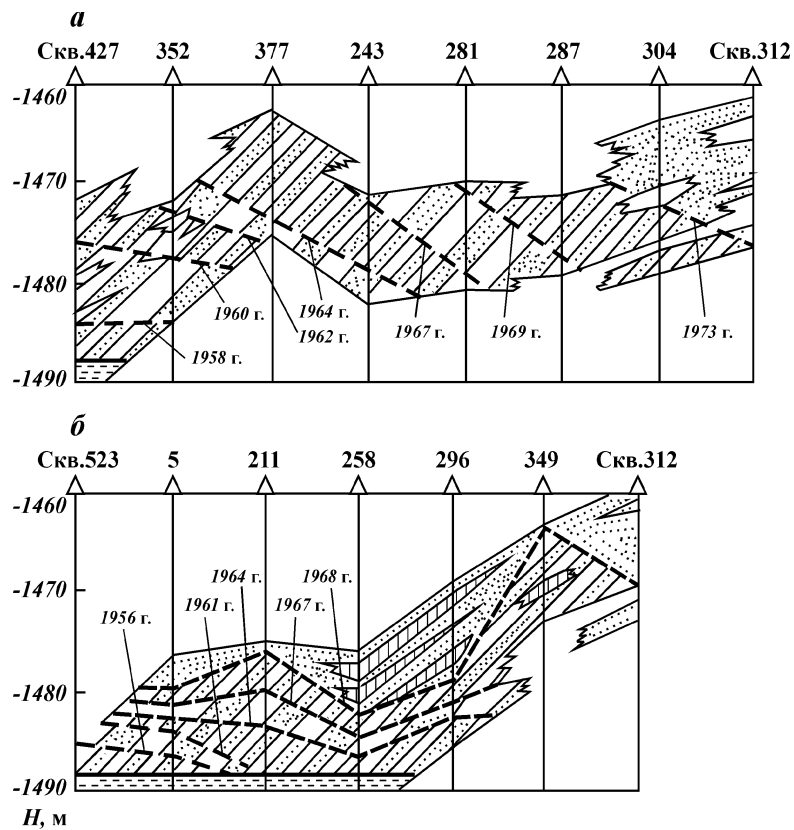


Рис. 106. Схематические геологические профили по горизонту D_1 Бавлинского месторождения ($\mu_0 < 2$), представленному сравнительно монолитным (‡) и расчлененным (·) пластами. Условные обозначения см. на рис. 105

кий охват пласта заводнением – за текущим ВНК не остается существенных целиков нефти. Рассматриваемую часть водонефтяной зоны удалось разработать без сплошного разбуривания, за счет вытеснения нефти к скважинам, расположенным в чисто нефтяной зоне.

Вместе с тем уже при таком соотношении вязкостей нефти и воды, но при значительной макронеоднородности продуктивного пласта (наличие в нем локальных или выдержанных по площади непроницаемых прослоев) характер перемещения ВНК резко изменяется.

На северном участке залежи горизонта Δ_1 Бавлинского месторождения (рис. 105, ·), где продуктивный пласт расчленен непроницаемыми прослоями, текущий ВНК приобретал наклон к периферии залежи. При этом произошло более интенсивное продвижение внутреннего контура по сравнению с внешним, поверхность ВНК приобрела волнообразную форму. В таких условиях степень охвата залежи заводнением снижается.

При более высоком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 > 3$) уже в монолитном пласте происходит наклон текущего ВНК в сторону внешнего контура; в связи с опережающим движением внутреннего контура по сравнению с внешним ширина водонефтяной зоны постепенно увеличивается.

На рис. 107 показано положение начального и текущего ВНК пласта С-1 Мухановского месторождения, разрабатываемого на естественном водонапорном режиме при $\mu_0 = 3$. В

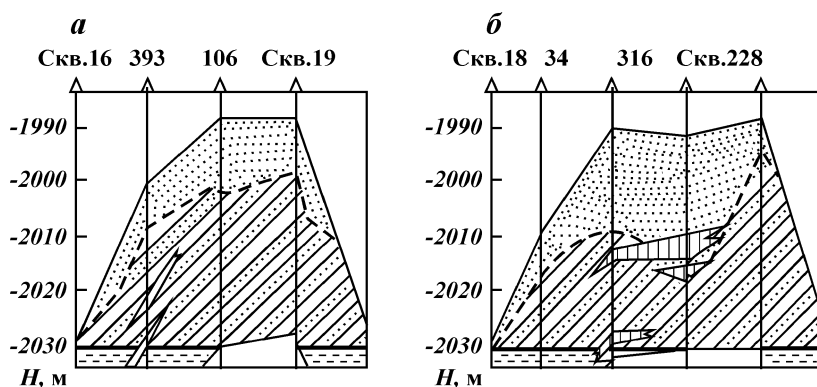


Рис. 107. Схематический геологический профиль по пласту С-1 Мухановского месторождения ($\mu_0 = 3$):

▨ – монолитная часть пласта; · – часть пласта с уплотненными глинистыми прослоями. Условные обозначения см. на рис. 105

монолитной части пласта поверхность ВНК приняла форму перевернутой чаши (рис. 107, ‡). При наличии в каких-то частях залежи непроницаемых прослоев подъем ВНК замедляется или прекращается. Текущий ВНК в целом приобретает сложную форму (рис. 107, ·).

Наклон поверхности текущего ВНК в сторону внешнего контура нефтеносности или ее волнообразная форма указывают на неблагоприятные условия для охвата залежи заводнением, обуславливают возрастание периода обводнения скважин. Нефть из водонефтяных зон вытесняется плохо, поэтому при $\mu_0 > 3$ даже при монолитном строении пласта эти зоны должны быть разбурены.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 > 5$ происходит опережающее продвижение воды по более проницаемым прослоям и наиболее крупным порам продуктивного пласта, залежь как бы пронизывается водой. Поверхность контакта воды и нефти чрезвычайно сложна. Охват залежи процессом вытеснения обычно бывает низким. Скважины характеризуются непродолжительным безводным периодом эксплуатации, даже если они расположены во внутреннем контуре нефтеносности, основную часть добычи нефти получают в водный период. Скважины с высокой обводненностью в этих условиях могут работать десятки лет.

Формы движения закачиваемой воды. Характер внедрения нагнетаемой внутриконтурно воды в однопластовом объекте разработки зависит от соотношения вязкостей нефти и закачиваемой воды и степени неоднородности его фильтрационных свойств по толщине и по площади.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 < 3$ и относительно однородном строении пласта по вертикали происходит близкое к поршневому (фронтальное) вытеснение нефти водой и обеспечивается высокий охват заводнением пласта по его толщине. В то же время сказывается влияние зональной неоднородности фильтрационных свойств пласта: более интенсивно вода движется в зонах пласта с лучшими коллекторскими свойствами и медленнее – по слабопроницаемым участкам. Это обуславливает неравномерность заводнения пласта по площади.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 > (3-5)$ (вплоть до 30 и выше) проявляется влияние неоднородности коллекторских свойств и по толщине пласта происходит опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым прослоям даже в монолитном пласте. Причем, чем выше соотношение вязкостей нефти и воды и чем боль-

ше неоднородность фильтрационных свойств по толщине пласта, тем значительнее неравномерность вытеснения нефти. В таких случаях уже нельзя говорить о фронте вытеснения, так как границы между нефтью и водой в каждом слое занимают разное положение. В более проницаемых слоях вода уже может достичь добывающих скважин, а в менее проницаемых – еще находиться вблизи нагнетательных. В результате безводный период скважин непродолжителен и основная часть нефти добывается в водный период эксплуатации.

При внутриконтурном заводнении, особенно в случае залежей с обширными водонефтяными зонами, нагнетательные и добывающие скважины располагают и в пределах водонефтяных частей пласта. Если в нагнетательных скважинах перфорирована только нефтенасыщенная часть водонефтяного пласта, то процесс заводнения аналогичен описанному выше. В случае, если в нагнетательных скважинах перфорацией вскрыты и нефтяная, и водонасыщенная части пласта, в процессе разработки залежи происходит одновременно заводнение двух видов – сопровождающееся подъемом ВНК и сопровождающееся внедрением закачиваемой воды в нефтяную часть пласта (рис. 108). 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 различны их фильтрационные свойства.

При одинаковой проницаемости пластов, их выдержанности по площади и $\mu_0 < 3$ возможно примерно равноскоростное 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 при $\mu_0 = 2$. В процессе разработки вдоль рядов нагнетательных скважин во всех пластах сформировался непрерывный фронт закачиваемой воды, который перемещался в них 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 происходит опережающее продвижение воды по наиболее проницаемому пласту и отставание заводнения и выработки менее проницаемых пластов (рис. 109).

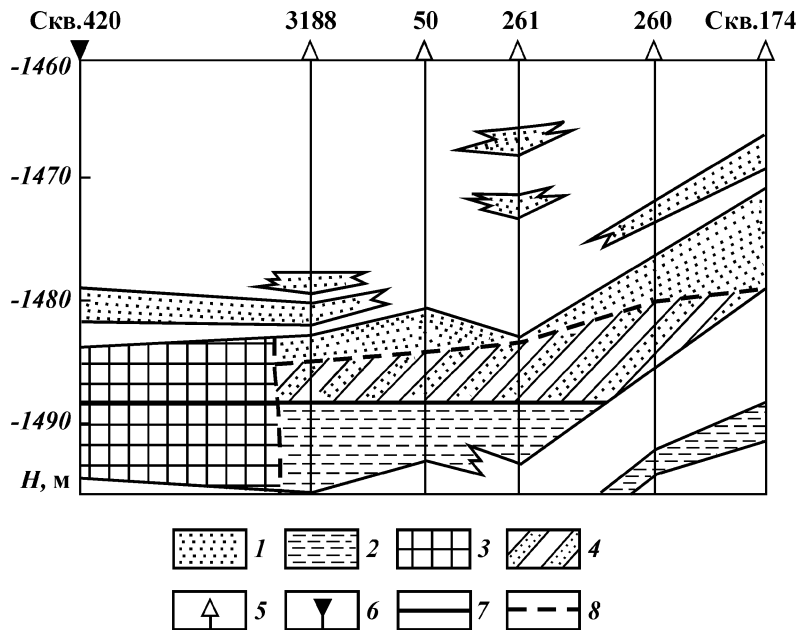


Рис. 108. Схематический геологический профиль по горизонту D_1 Абдрахмановской площади.

Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – заводненные закачиваемой водой, 4 – заводненные пластовой водой за счет подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности; скважины: 5 – добывающие, 6 – нагнетательные; водонефтяной контакт: 7 – начальный, 8 – текущий

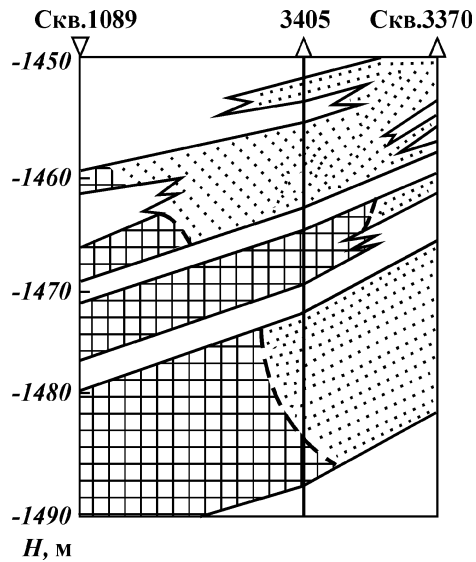


Рис. 109. Схематический геологический профиль по горизонту D_1 Миннибаевской площади.

Условные обозначения см. на рис. 108

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 XIII–XIV), Ромашкинское (горизонт D_1), Самотлорское (пласт B_{01}) и др.

§ 2. КОНТРОЛЬ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Контроль разработки 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.

К задачам контроля заводнения относятся следующие:

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 коэффициента нефтеизвлечения в заводненном объеме.

Эти задачи решаются на основании данных исследования скважин. В настоящее время нет универсального метода, позволяющего уверенно фиксировать положение текущих границ внедряющейся в залежь воды. Поэтому необходимо применять комплекс методов и проводить совместный анализ получаемых результатов. Для каждой залежи, исходя из геологических предпосылок особенностей внедрения воды в

продуктивные пласты, следует обосновывать и применять свою систему контроля.

В настоящее время разработаны и применяются 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 геолого-промысловой информации.

Рассмотрим основные, наиболее эффективные методы контроля.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды на основе систематического наблюдения за обводнением добывающих скважин. Этот метод наиболее прост и не требует применения специальных глубинных приборов. Обводненность продукции скважин определяется путем исследования проб жидкости, отбираемых на устье скважин. В результате получают данные о времени появления воды в продукции каждой скважины, о доле воды в жидкости (процент обводнения) на различные даты.

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод, которые проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции скважин. 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.

Контроль за внедрением воды по данным об обводнении скважин достаточно эффективен лишь для однопластовых объектов. При разработке залежи на природном водонапорном режиме или при законтурном заводнении появление воды в ранее безводных скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована верхняя часть нефтенасыщенной толщины пласта, то начало ее обводнения 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 конусообразование, разрушение глинистой корки в заколонном пространстве под действием перепада давления между перфорированной и водной частями пласта при работе скважины. В этом случае

положение текущего ВНК по данным обводнения может быть несколько завышенным.

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 скважины пригодны только для качественных заключений. Если обводненность низкая, то считают, что текущий ВНК расположен в нижней части интервала перфорации; если обводненность высокая, значит, текущий ВНК находится ближе к верхним перфорационным отверстиям.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной в пределах начального внутреннего контура нефтеносности залежи, указывает на перемещение внутреннего контура нефтеносности в связи с подъемом ВНК. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через различные скважины, можно фиксировать его положение на различных датах и определять скорость движения на разных участках залежи. Переход скважины на работу только водой указывает на прохождение через эту точку залежи и внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключаются при обводненности 95–98 %.

При заводнении однопластовой залежи данные о начале обводнения скважин закачиваемой водой дают возможность достаточно уверенно фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. При этом, исходя из характера строения пласта по толщине, можно судить, по какой ее части закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая ее часть на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Использование данных об обводнении скважин для контроля за заводнением многопластовых объектов малоэффективно.

При использовании данных обводненности скважин необходимо иметь в виду, что появление воды в скважине может быть вызвано техническими причинами, не связанными с вытеснением нефти водой: с негерметичностью эксплуатационных колонн и некачественным цементированием заколонного пространства. При наличии таких дефектов в техническом состоянии скважины в нее может поступать вода из неперфорированных водоносных интервалов – чужая или подошвенная. Все скважины, в которых появление воды связа-

но с техническими причинами, должны быть выявлены, данные по ним исключаются из анализа.

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.

Пример выявления заколонной циркуляции по одной из добывающих скважин Ромашкинского месторождения приведен на рис. 110.

В пластах с высокой вертикальной проницаемостью массовое обводнение скважин может быть связано с образованием конусов подошвенной воды (рис. 111). По залежам с установленным конусообразованием данные об обводнении скважин не могут быть использованы для контроля за внедрением воды.

Промыслово-геофизические методы, используемые для контроля заводнения пластов в скважинах, можно разделить

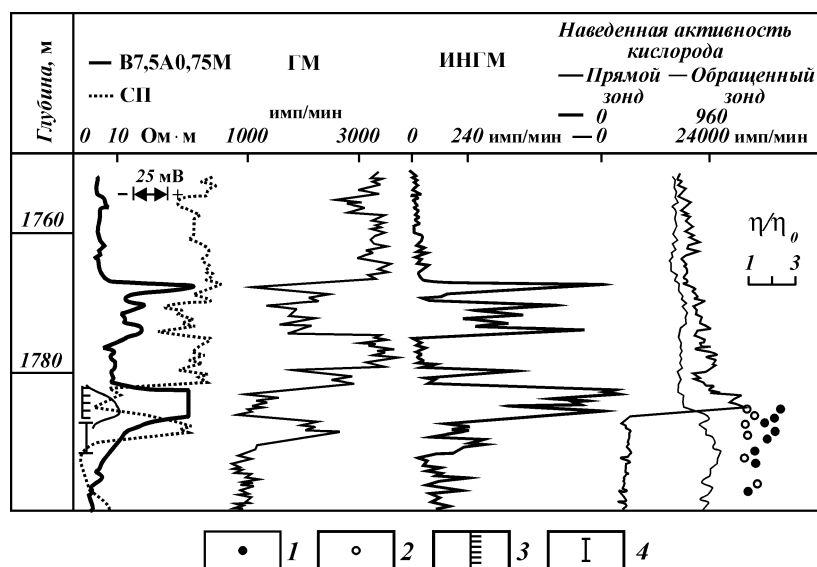


Рис. 110. Выделение интервала заколонной циркуляции кислородным нейтронно-активационным методом. Замеры в скважинах: 1 – работающей, 2 – остановленной; интервалы: 3 – перфорации, 4 – заколонной циркуляции

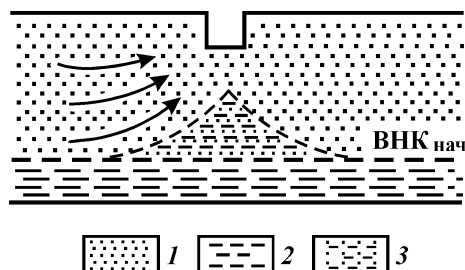


Рис. 111. Схема образования конуса воды при наличии подошвенной воды.

Коллекторы: 1 — нефтенасыщенные, 2 — водонасыщенные, 3 — заводненные за счет конусообразования

на две большие группы: электрометрические и другие виды исследований, проводящиеся в открытом стволе скважин при бурении, и радиометрические, проводящиеся в обсаженных скважинах после их бурения и в процессе эксплуатации.

Исследования в открытом стволе дают ценную информацию по новым скважинам, которые в значительном количестве бурятся позже скважин основного фонда (резервные, оценочные и др.). В этих скважинах с помощью электрометрических методов (БКЗ, СП, ГМ, ИНГМ и др.) достаточно уверенно определяют текущее положение ВНК или выделяют интервалы пластов, заводненные минерализованными водами (рис. 112). Сложнее выделить 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 труднее отличать от нефтенасыщенных интервалов.

Основными промыслово-геофизическими методами контроля динамики заводнения пластов на разные даты служат нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от интервалов, насыщенных пластовой минерализованной водой (с хлорсодержанием). Наиболее широко применяются методы НГМ и ННМ. 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 в интервале исследования, где состав жидкости по стволу скважины не меняется. В этих

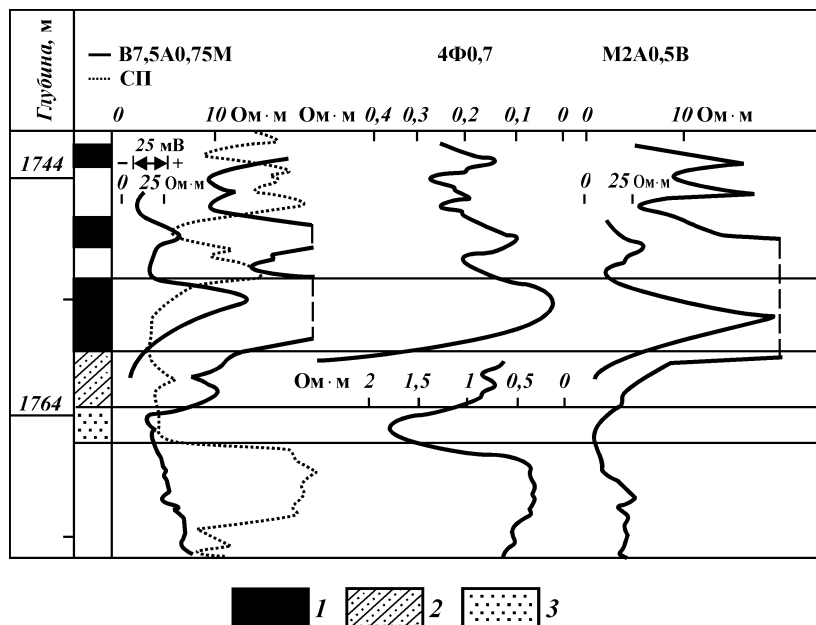


Рис. 112. Пример определения текущего ВНК по данным электрометрии.
 Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой, 3 – водонасыщенные

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. 113 приведен пример наблюдения за подъемом ВНК в одной из контрольных скважин Мухановского месторождения. В этой скважине в продуктивном пласте С-I толщиной 48 м 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 гаммакаротажа установлено, что через 5 лет ВНК поднялся до глубины 2073,6 м, еще через 6 лет – до 2064,8 м, а еще через два года по материалам импульсного нейтронного гаммакаротажа его положение определено на глубине 2060 м.

Подобные исследования нейтронными методами проводят-

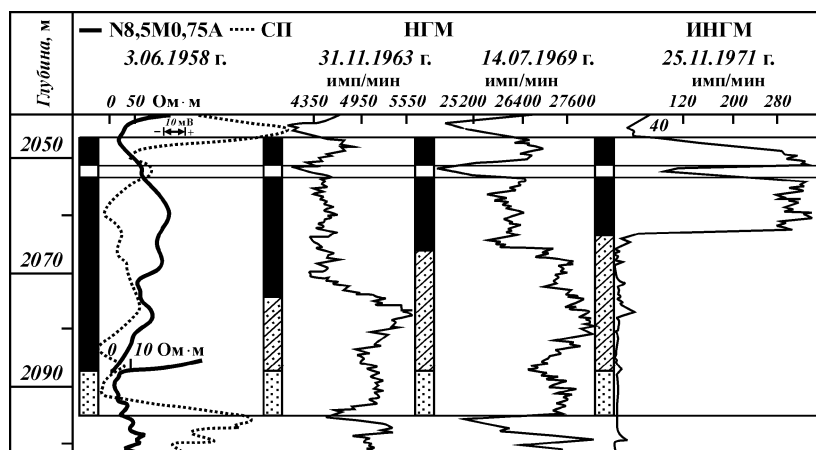


Рис. 113. Применение НГК для контроля за заводнением пластов, не вскрытых перфорацией.
Условные обозначения см. на рис. 112

ся также в фонтанных добывающих скважинах, в которых по каким-либо причинам часть пластов не перфорирована. Наиболее благоприятны для этой цели условия действующих добывающих скважин на месторождениях, где в разработку введены два или больше эксплуатационных объекта. В этих случаях для контроля за заводнением верхних неперфорированных объектов можно привлекать скважины, эксплуатирующие нижний объект, а скважины верхнего объекта можно использовать для контроля заводнения нижних, вскрытых бурением, но неперфорированных пластов. Однако это возможно при наличии ряда условий.

Как уже отмечалось, возможности выделения в разрезе скважины с неперфорированной колонной интервалов, заводненных закачиваемой пресной водой, обычно ограничены, так как с помощью нейтронных методов практически невозможно отличить интервалы, насыщенные нефтью, от интервалов, насыщенных пресной водой. Такие заводняющиеся интервалы могут быть выделены на ранних стадиях внедрения воды. При внутриконтурном заводнении 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 минерализованной воды. При достаточной периодичности замеров ме-

тодами радиометрии в контрольных неперфорированных скважинах в краткий период прохождения оторочки осолоненной воды возможно выявить пласты или отдельные их интервалы, обводняющиеся закачиваемой пресной водой.

Это можно показать на примере неперфорированной контрольной скважины горизонта D_1 Ромашкинского месторождения (рис. 114). По данным электрометрии было установлено, что пласты «б» и «гд» полностью нефтенасыщены, а значительная часть пласта «в» (интервал 1756–1760 м) заводнена осолоненной закачиваемой водой. Через полгода 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 через год показало, что нижняя часть пласта уже обводнена пресной водой (кривая ННКт вновь совместилась с кривой НГК). Верхняя часть этого пласта оставалась заводненной осолоненной водой. В то же время осолоненная вода внедрилась в нижнюю часть пласта «б» в интервале 1744–1751 м.

Через два года 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». Еще через 11 лет пласт «б» полностью обводнился пресной водой, в пласте «гд» осталась нефтенасыщенной лишь самая верхняя его часть толщиной около 2 м, а остальная часть обводнена осолоненной водой.

Выделение в перфорированном многопластовом объекте заводненных пластов – значительно более сложная задача, требующая привлечения 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 диэлектрическим влагомером, гамма-плотномером или резистивиметром. На рис. 115 приведен пример определения в скважине обводненного интервала по комплексу дебитомер – плотномер. Скважина, в которой перфорированы три нефтяных пласта, работала с дебитом 150 м³/сут при обводненности 25 %. Глубинным дебитомером установлено, что работали в основном верхний и нижний пласты, на долю которых приходилось соответственно 53 и 42 % общего дебита жидкости в скважи-

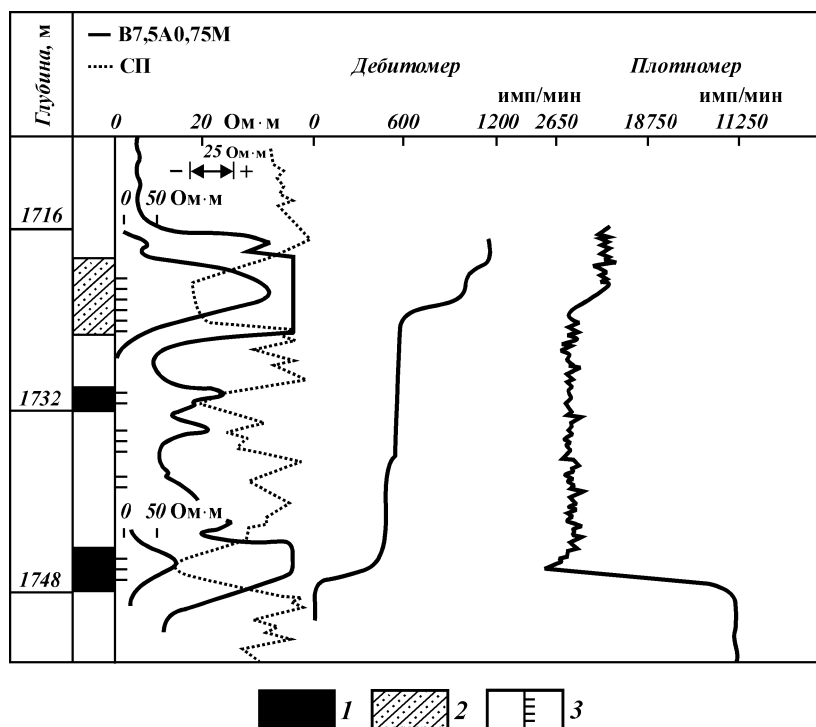


Рис. 115. Пример выделения заводняемого пласта по изменению скорости потока и состава жидкости в стволе работающей скважины.
 Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой; 3 – интервал перфорации

не. При исследовании скважины плотномером на глубине 1747 м по резкому увеличению интенсивности гамма-излучения установлена нижняя граница притока жидкости в скважину. Выше этой границы плотность жидкости минимальна, что свидетельствует о притоке из нижнего пласта безводной нефти и о наличии воды в зумпфе скважины. Еще выше, начиная с подошвы верхнего 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 высок (более 100–120 м³/сут) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды. При меньшем дебите

вода не полностью выносится на поверхность, часть ее скапливается в нижней части колонны и может частично или полностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа снижается.

При небольшом дебите значительную помощь может оказать метод наведенной активности кислорода, при котором фиксируется движение по стволу скважины воды. На рис. 116 показан пример определения притока пресной воды в одной из добывающих скважин, в которой перфорированы два пласта, работающие с дебитом 8–10 м³/сут, при обводненности 60 %. По наведенной активности кислорода на глубине 1607 м четко выделяется нижняя граница притока воды в скважину. Кривые прямого и обращенного зондов сходятся. 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 зафиксировано).

Применение термометрии для выделения обводненных пластов основано на том, что обычно в пласт нагнетается вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температу-

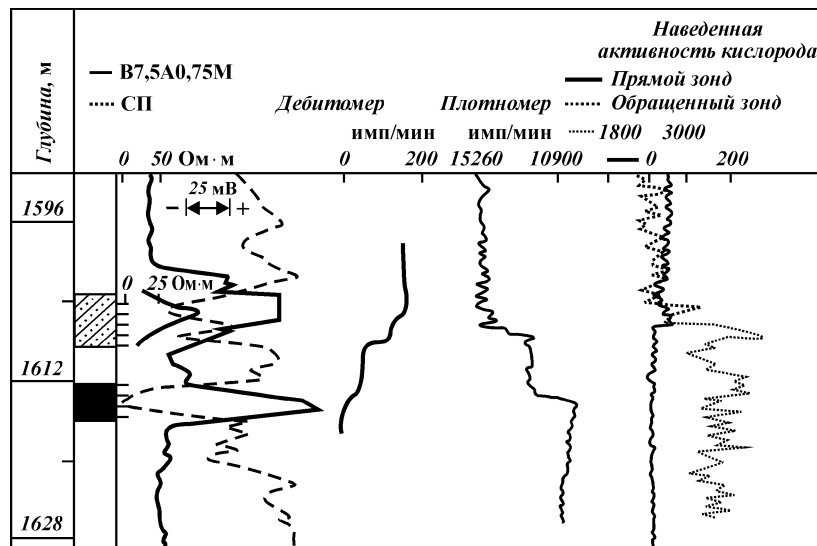


Рис. 116. Пример выделения заводняемого пласта методом наведенной активности кислорода.
Условные обозначения см. на рис. 115

рой, удастся выделить пласты, промытые закачиваемой водой. Но, поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, термометрия дает результаты по пластам, через которые прошли значительные объемы нагнетаемой воды.

Главная цель обобщения комплекса получаемых данных о заводнении продуктивного пласта – установление объема залежи, занятого водой в результате вытеснения нефти, и соответственно – границ размещения оставшихся запасов. Для этого по однопластовым объектам строят на определенные последовательные даты карты с выделением заводненных зон пласта и указанием причин (вида) заводнения; карты поверхности текущего ВНК; карты текущего положения контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды; карты заводненной толщины пластов; карты остаточной нефтенасыщенной толщины и др.

Эти карты могут быть построены каждая в отдельности или в виде совмещенной карты. Строят их с использованием всей полученной на определенную дату информации. Вначале проводят обработку комплекса первичного материала по каждой скважине, в процессе которой выделяют интервалы, заводненные пластовой и закачиваемой водой, устанавливая текущее положение ВНК, определяют обводненную и остаточную нефтенасыщенную толщину и т.п.

В качестве геологической основы используют карту пространства коллекторов разной продуктивности, карту охвата пластов воздействием или карту разработки, на которых показано положение начальных контуров нефтеносности.

Увязывая данные исследования заводнения пластов в скважинах с данными об эксплуатации скважин, определяют положение текущих контуров нефтеносности, выделяют зоны, заводняемые пластовой и закачиваемой водой, или проводят изопахиты заводненной либо остаточной нефтенасыщенной толщины, наносят изгибы текущей поверхности ВНК.

Построение карт следует начинать с участков, для которых имеется достаточный объем надежной информации, позволяющий установить закономерности заводнения пластов. Эти закономерности могут быть распространены на идентичные участки, менее освещенные исследованиями.

При изучении процесса заводнения многопластового объекта разработки наряду с данными о заводнении пластов в скважинах требуется 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).

Названные выше карты строят для каждого пласта многопластового объекта. При этом всю информацию о заводнении и работе пластов, полученную по скважинам, по степени ее достоверности целесообразно разделить на несколько групп. К наиболее достоверным относят 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.

Карты заводнения каждого пласта многопластового объекта строят 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. На рис. 117 приведены карты заводнения участка на многопла-

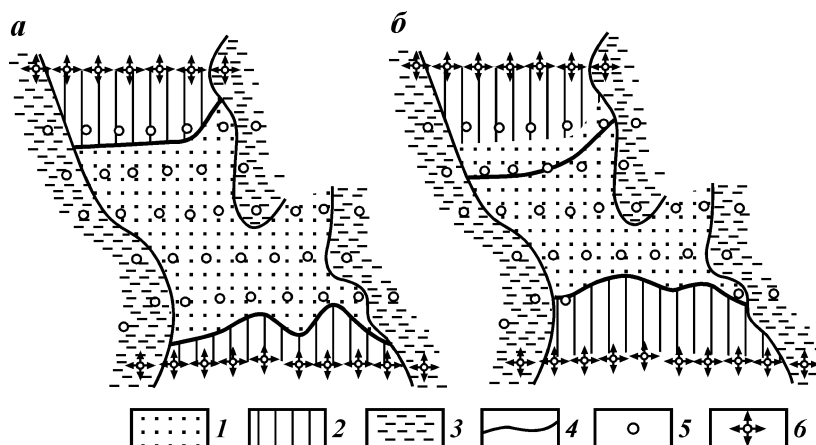


Рис. 117. Карты заводнения пласта на начало 1990 г. (†) и 1995 г. (·).
 Породы-коллекторы: 1 – высокопродуктивные нефтенасыщенные, 2 – высокопродуктивные с внедрившейся закачиваемой водой, 3 – малопродуктивные нефтенасыщенные; 4 – границы внедрения закачиваемой воды; скважины: 5 – добывающие, 6 – нагнетательные

товом объекте, разрабатываемого с внутриконтурным нагнетанием воды, составленные на две даты. При сравнении этих карт видно, что вода перемещается лишь по высокопродуктивным коллекторам, из низкопроницаемых коллекторов на этом участке нефть не вытесняется. Необходимо принимать меры по включению в процесс разработки таких частей залежи.

При наличии соответствующей информации на этих картах в зонах с внедрившейся водой можно было бы также выделить подзоны, промытые водой по всей толщине и с внедрением воды лишь по части толщины пласта. В последних можно было бы показать остаточную нефтенасыщенную и заводненную толщины.

Карты заводнения используют при определении мер по регулированию разработки, для прогнозирования обводненности добывающих скважин, оценки нефтеотдачи в заводненной зоне пласта, выявления невыработанных целиков нефти.

Из изложенного в главах XIII–XV настоящего учебника видно, что контроль состояния разработки нефтяных залежей – многоплановые трудоемкие, постоянно выполняемые исследования скважин и пластов, перманентное накопление и обобщение получаемых данных. Новые возможности для выполнения комплекса всех этих исследований и повышения эффективности контроля в целом появились в последние годы благодаря созданию компьютерных геолого-технологических моделей залежей, постоянно действующих в течение всего периода их разработки.

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 ведут исходя из средних параметров залежи, на базе ее приближенной 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 динамическую 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 нефтенасыщенная толщина, меняются фонд скважин, 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 за-

лежи, 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 углеводородов 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 динамики добычи возрастают в конце II и на III стадии разработки, когда решаются задачи 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 этого должны создаваться методами регулирования с самого начала ввода залежи в разработку и далее обеспечиваться на протяжении всего длительного периода разработки.

В четвертой стадии разработки особенно возрастает задача доизвлечения нефти из менее проницаемых прослоев коллекторов, "заблокированных" высокопроницаемыми обводненными прослоями.

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 искусственном 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, которые можно объединить в две большие группы:

регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения принятой системы разработки;

регулирование с изменением системы разработки (уплотнение сетки скважин, разукрупнение объектов разработки, изменение вида заводнения и др.).

Методы и способы регулирования разработки выбирают 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 или приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие полосы (до 4 км), может быть принят принцип равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды к центральному стягивающему ряду (рис. 118). 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

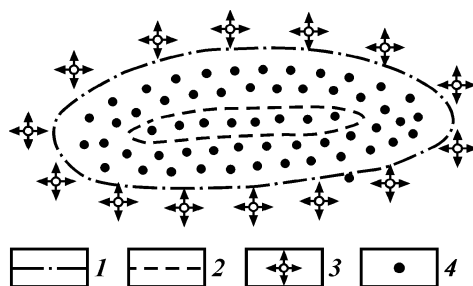


Рис. 118. Равномерное стягивание контура нефтеносности в однопластовом однородном объекте.

Контур нефтеносности: 1 – начальный, 2 – текущий; скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

обеспечить равномерное перемещение контуров, могут быть значительными.

В однопластовом объекте маловязкой нефти с закономерной зональной микронеоднородностью пласта, разрабатываемом 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 высокой и низкой проницаемости пласта. 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 технически невозможно, а ограничение 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 ускоренной выработки более продуктивных зон залежи. Ускоренное продвижение контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении) или фронта закачиваемой воды (при внутриконтурном заводнении) обеспечивает опережающую выработку и заполнение более продуктивных зон пласта, т.е. "естественное" разрезание залежи контурной или закачиваемой водой на отдельные блоки с низкой проницаемостью (рис. 119). При реализации этого принципа "естественное" разрезание форсируется путем увеличения приемистости нагнетательных скважин и отбора жидкости из добывающих скважин, расположенных в высокопродуктивных зонах. В последующем в заводненных зонах часть выполнивших свое назначение добывающих скважин переводится под нагнетание воды для повышения темпов выработки запасов из малопродуктивных зон залежи путем усиления воздействия на них.

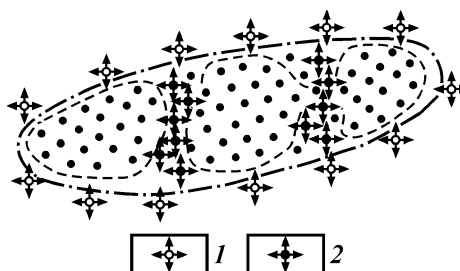


Рис. 119. Нагнетание воды в пласт по линиям "естественного" разрезания залежи. Скважины: 1 – первой очереди, 2 – второй очереди; остальные условные обозначения см. на рис. 118

Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регулирования разработки таких объектов является принцип равнотемпературной 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 относительно однородны по площади. Но такие условия в природе встречаются крайне редко. В большинстве случаев многопластовые объекты характеризуются существенной изменчивостью физических свойств в пределах всех или части пластов и различием в средних значениях свойств пластов.

При определении принципиального подхода к регулированию разработки многопластовых объектов решающую роль играют особенности их строения и различия фильтрационных свойств.

Нередко по разрезу многопластового объекта толщина и проницаемость пластов возрастают сверху вниз. В этих условиях применим принцип ускоренной выработки каждого нижележащего пласта по сравнению с вышележащим. При этом регулирование направлено на опережающую выработку нижнего пласта при обеспечении возможно более полного включения в разработку верхних пластов, хотя и более низкими темпами. По мере заводнения нижний пласт выключают из разработки путем его отключения в добывающих, а затем и в нагнетательных скважинах. Подобным образом осуществляется опережающая выработка следующего вышележащего пласта. В конечном счете обеспечиваются темпы выработки пластов, уменьшающиеся снизу вверх.

Многие многопластовые объекты характеризуются тем, что слагающие их пласты высокой продуктивности расположены в верхней части объекта. 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 других пластов. Это необходимо для того, чтобы к моменту обводнения основного пласта 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 обводнившихся пластов объекта.

При резкой геологической неоднородности и примерной равноценности всех пластов объекта принципиальная направленность регулирования заключается в 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 при разработке происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, предусматривающий обеспечение относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи. Осуществляют это путем изоляции (отключения) интервалов перфорации и последовательного переноса перфорации вверх по разрезу по мере подъема ВНК (рис. 120), с установлением оптимальных режимов работы добывающих скважин.

При определении принципов регулирования разработки

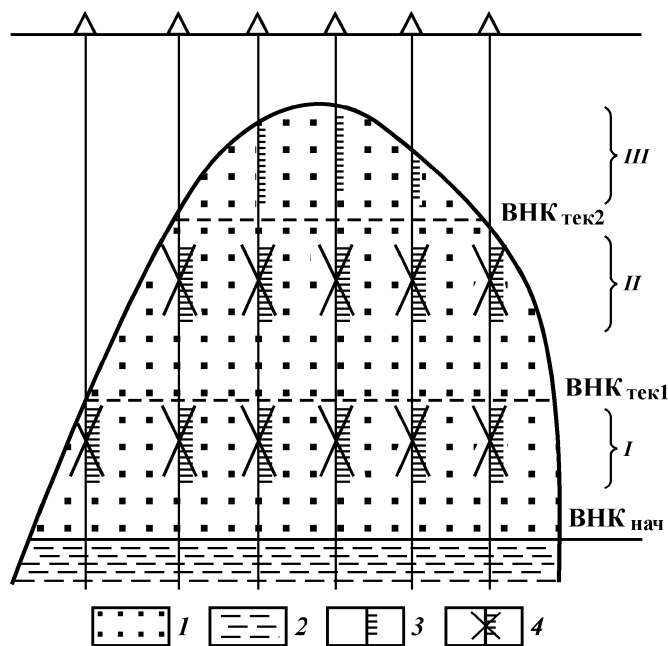


Рис. 120. Последовательный перенос интервалов перфорации при разработке массивной залежи.

Коллекторы: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные; 3 – интервалы перфорации; 4 – изолированные интервалы перфорации; I, II, III – последовательные этапы перфорации

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. Неподвижность ГНК обеспечивают, регулируя отбор 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 не удастся извлечь).

В условиях применения барьерного заводнения на газонефтяных залежах принципиальной направленностью регулирования разработки является создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенной 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 газа. Осуществляют этот принцип путем регулирования отборов жидкости, попутного газа и оптимального выбора интервалов перфорации.

При определении принципиального подхода к регулированию разработки газовой залежи исходят из природного режима, при котором происходит ее эксплуатация. В условиях газонапорного режима основная задача регулирования заключается в максимальном снижении непроизводительных потерь давления в пласте. Для осуществления этого принципа выравнивают давление по объему залежи путем перераспределения отбора газа из залежи по отдельным добывающим скважинам.

При упругогазодонапорном режиме работы газовой залежи регулирование разработки направлено на обеспечение равномерного подъема ГНК и продвижения контуров газеносности, на уменьшение 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.

При вытеснении нефти водой на завершающей стадии разработки нефтяных залежей принципиальное значение приобретает регулирование для извлечения нефти, оставшейся в малопроницаемых прослоях пластов, в основном обводнившихся.

§ 3. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ БЕЗ СУЩЕСТВЕННОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПРИНЯТОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Значительная часть задач регулирования разработки может быть решена путем управления процессом разработки без коренных изменений принятых проектным документом технологических решений. Современные системы разработки нефтяных месторождений с заводнением имеют значительные возможности по регулированию процесса разработки с помощью пробуренных в соответствии с проектным документом нагнетательных и добывающих скважин. Путем проведения по скважинам различных геолого-технических мероприятий можно включать неработающие части залежей, интенсифицировать и замедлять разработку в действующей части объема залежи для реализации принятого принципа регулирования. К числу таких мероприятий относятся:

- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;

- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;

- изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пластах;

- воздействие на призабойную зону скважин; проведение гидроразрывов пластов;

- применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении объекта;

- изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение полностью обводнившихся скважин и пластов.

Установление технологического режима работы нефтяных добывающих скважин. Под режимом работы скважины понимают установленные на определенный период показатели ее эксплуатации, а также обеспечивающие это технические решения.

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 – характеристика скважинного оборудования и параметры его работы.

Установление технологического режима работы скважин – оптимизационная задача, предусматривающая на определенный период распределение проектной (плановой) добычи нефти по объекту между добывающими скважинами и пластами, обеспечивающее рациональное выполнение показателей разработки.

Главное при установлении технологического режима работы скважин – обоснование норм отбора нефти из каждой добывающей скважины. Различают технические и технологические нормы отбора из добывающих скважин.

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 ниже критического, при котором может произойти слом (смятие) колонны или нарушиться 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 нефти вызывается необходимостью предотвращения образования конусов воды и газа.

Технические нормы отбора обычно остаются постоянными длительное время и меняются только после проведения каких-либо геолого-технических мероприятий, таких как смена оборудования, обработка призабойной зоны скважин, дополнительная перфорация и т.п.

Под технологической нормой отбора понимают максимально возможный дебит скважины, величина которого не ограничивается техническими возможностями, а зависит от принятой проектным документом динамики добычи по объекту в целом, принятого принципа регулирования, продуктивности пластов, закономерностей обводнения скважин, состояния пластового давления и т.п.

Рассмотрим влияние перечисленных факторов на технологическую норму суточного отбора из скважины.

Проектным документом обычно обосновываются уровни добычи нефти по каждому объекту в целом или с разделением его между зонами с разным характером нефтегазонасыщения. 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.

Нормы отбора, установленные с учетом продуктивности скважин, могут отвечать принятому принципу регулирования разработки объекта. В других случаях принятый принцип регулирования может потребовать внесения определенных корректив в нормы 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. 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. При этом необходимо выделить главные факторы, оказывающие в данный период времени доминирующее влияние на динамику обводнения, и принять правильное решение по их учету.

При внедрении законтурного и приконтурного заводнения или разрезании залежи на широкие полосы (т.е. при малой вязкости нефти, относительно однородном строении и высо-

кой проницаемости 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 до 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 необходимо ограничивать,

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 развития фильтрационных свойств пластов закачка воды в каждый из них в объемах, соответствующих заданным отборам жидкости из участков пластов, прилегающих к тем или иным нагнетательным скважинам, – основной способ регулирования разработки.

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). Показатели компенсации должны находиться в полном соответствии с поведением пластового давления. Если накопленная с начала разработки закачка воды меньше накопленного отбора жидкости, среднее пластовое давление по залежи (участку) будет ниже начального; при избыточной накопленной закачке среднее пластовое давление возрастает по сравнению с начальным. При недостаточной текущей (годовой) компенсации отбора жидкости закачкой должно происходить снижение среднего пластового давления, а при избыточной текущей компенсации давление должно возрастать.

Если накопленная компенсация отбора закачкой по объекту (участку) достигнута, то 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 5–10 % с учетом возможных потерь воды).

Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту (участку) меньше 100 %, то для покрытия дефицита закачки воды на некоторый период нормы закачки устанавливают технологическим режимом работы нагнетательных скважин больше норм текущих отборов жидкости на 20–30 % 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.

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 слабопринимających 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. Сумма норм отбора по скважинам должна быть равна проектной норме отбора по объекту в целом.

Технологические режимы работы газовых скважин составляют ежеквартально. В них предусматриваются дебиты скважин, забойные давления (рабочие депрессии), давление и температура на буфере и в затрубном пространстве, количество жидких компонентов (конденсата, воды) и твердых примесей. При составлении технологических режимов рабо-

ты 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 добиваются 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 гидро-

динамических расчетов или электро моделирования 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 соответствующей 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.

Технологический режим с заданным давлением на устье (головке) скважины устанавливается в случае необходимости дальней 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.

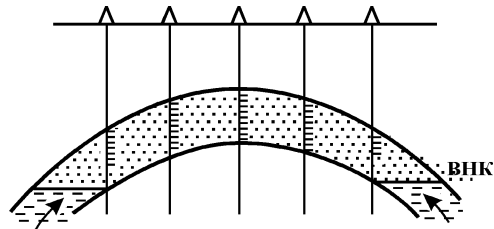
Обоснование выбора интервалов перфорации. Положение интервалов перфорации в действующих скважинах в значительной мере определяет характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно регулировать степень охвата объема залежи разработкой, 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 нефтяной залежи разработкой желательно максимальное вскрытие перфорацией всей нефтенасыщенной толщины продуктивного разреза, а для продления безводного и безгазового периодов работы скважин и ограничения отбора попутной воды оказывается целесообразным вскрывать только часть нефтенасыщенной толщины 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 нефтяного объекта на естественном водонапорном режиме и при законтурном или приконтурном заводнении продуктивных пластов.

Однопластовый нефтяной объект разработки с узкой водонефтяной зоной (рис. 121). Как указывалось ранее, при

Рис. 121. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с узкой водонефтяной зоной.
Условные обозначения см. на рис. 120



законтурном или приконтурном заводнении добывающие скважины обычно размещаются в пределах внутреннего контура нефтеносности. В этих случаях для обеспечения полноты охвата залежи разработкой в скважинах внутренних рядов продуктивный пласт перфорируют по всей толщине. В скважинах внешних рядов для продления безводного периода их эксплуатации целесообразно перфорировать только верхнюю часть пласта (50–70 % нефтенасыщенной толщины).

Однопластовый объект разработки с широкой водонефтяной зоной (рис. 122). Пластовые залежи с широкими водонефтяными зонами или повсеместно подстилаемые подошвенной водой обычно разбуриваются по всей площади, за исключением периферийной части с малой нефтенасыщенной толщиной. Вытеснение нефти по таким объектам обычно сопровождается подъемом ВНК. Для продления безводного

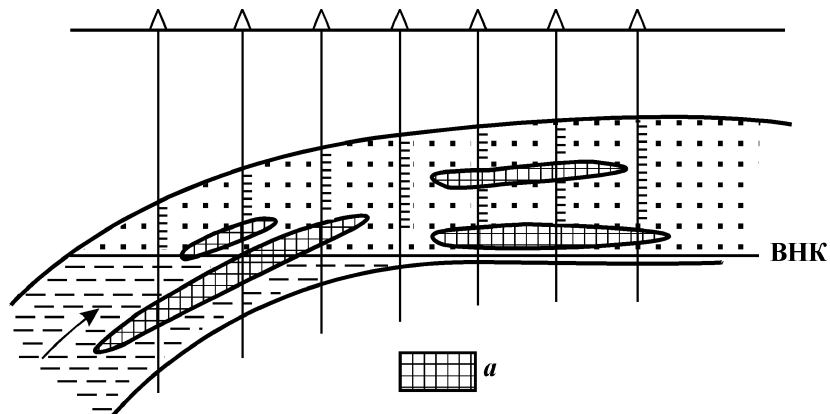


Рис. 122. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с широкой водонефтяной зоной:
а — непроницаемые породы; остальные условные обозначения см. на рис. 120

периода работы добывающих скважин, расположенных в пределах водонефтяной зоны, интервалы перфорации в них располагают на некотором удалении от поверхности ВНК (на 2–4 м). В ближайших к внутреннему контуру скважинах 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 его непроницаемого пропластка со значительной площадью распространения пласт перфорируют до кровли непроницаемого прослоя.

В законтурных (приконтурных) нагнетательных скважинах пласт перфорируют по всей эффективной толщине. Во внутриконтурных нагнетательных скважинах перфорируется вся нефтенасыщенная толщина пласта.

Многопластовый объект разработки (рис. 123). В многопластовых объектах вытеснение нефти водой обычно происходит преимущественно в результате послойного 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 толщине.

В водонефтяной зоне в каждой добывающей скважине нефтенасыщенный пласт, являющийся в ней нижним, перфорируют в том случае, если пласт прерывист и нефть на этом участке не может быть вытеснена к забоям скважин, расположенным в следующем (по ходу движения жидкости) эксплуатационном ряду. Если нефть из нижнего пласта может быть вытеснена к забоям других добывающих скважин, этот пласт обычно не перфорируют. В нагнетательных скважинах перфорируют все пласты.

Массивная залежь с большим этажом нефтеносности (см.

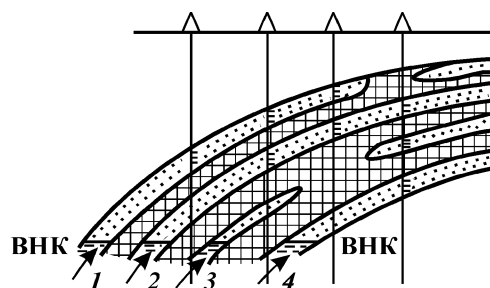


Рис. 123. Перфорация продуктивных пластов многопластового объекта разработки:

1–4 — индексы пластов-коллекторов; остальные условные обозначения см. на рис. 120

рис. 120). В таких залежах вытеснение нефти водой происходит преимущественно за счет подъема ВНК. В этих условиях, особенно при неоднородном по проницаемости коллекторе, придерживаясь ранее описанного принципа регулирования, в добывающих скважинах обычно перфорируют интервалы нефтенасыщенной толщины снизу вверх. Сначала в скважине перфорируют интервал 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 перфорации с начала разработки только верхней части продуктивного разреза.

Сводовая газонефтяная залежь, подстилаяемая водой (рис. 124). 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 загазированию 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

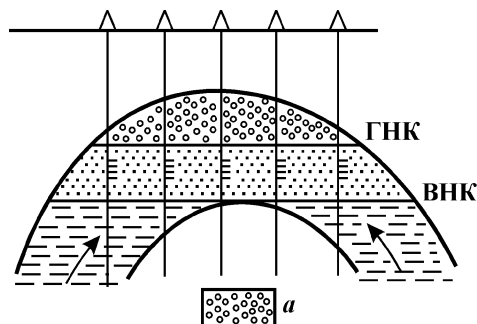


Рис. 124. Перфорация нефтенасыщенной части пласта сводовой газонефтяной залежи, подстилаяемой водой: а – газонасыщенные коллекторы; остальные условные обозначения см. на рис. 120

обосновывается и устанавливается предельный дебит скважин, при котором вершины конусов не достигают интервалов перфорации, благодаря чему скважины длительное время не обводняются и не загазовываются.

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 толщины нефтяного слоя, то безводный и безгазовый дебиты следует постепенно уменьшать.

При **внутриконтурном заводнении** во внутреннем контуре нефтеносности добывающих и нагнетательных скважинах обычно перфорируется вся нефтенасыщенная толщина эксплуатационного объекта.

Регулирование разработки воздействием на призабойную зону скважин. На процесс выработки запасов существенно влияет состояние призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому целенаправленное изменение фильтрационных свойств в прискважинной зоне относится к эффективным средствам регулирования разработки.

Эта работа начинается уже на этапе бурения скважин. Фильтрационные свойства пластов ухудшаются в процессе вскрытия их при бурении (первичное вскрытие) и при перфорации (вторичное вскрытие). Это связано с избыточным гидродинамическим перепадом давления между заполненным промывочным раствором стволом скважины и пластовым давлением, также с недостаточным качеством раствора. Вследствие высокой плотности бурового раствора (около 1,2 г/см³) и высокой водоотдачи (5–40 см/ч) в призабойную зону пласта проникает его фильтрат на расстояние до 2–3 м от стенки скважин, а в поры пласта на глубину до 3–5 см проникают глинистые частицы.

Происходит частичная закупорка пор прискважинной зоны пластов раствором, разбухание глинистых частиц пласта, образуются стойкие водонефтяные эмульсии, снижается фазовая проницаемость для нефти. Столь же отрицательные явления происходят и при вторичном вскрытии.

Закупорка пор происходит также и при цементировании скважины.

В результате таких воздействий проницаемость и соответ-

ственно продуктивность скважин может снижаться в 2–3 раза и более.

Такой подход к вскрытию пластов преобладал в те периоды, когда страна обладала богатой сырьевой базой, в разработку вводились высокопродуктивные залежи. В процессе освоения скважин и в начальный период их эксплуатации часть фильтрата бурового раствора и глинистых частиц выносилась из пласта и призабойная зона частично очищалась. В результате, несмотря на то что природные возможности пластов использовались не полностью, достигались достаточно высокие дебиты скважин и этот вопрос не вызывал достаточной озабоченности.

В последние годы в разработку вводятся в основном залежи с низкими коллекторскими свойствами. Чем хуже коллекторские свойства пластов, тем меньше возможный природный дебит скважин и тем сильнее ухудшаются их свойства при завершении строительства скважин.

Результат всего этого – настолько низкие дебиты скважин, что разработка залежей оказывается экономически нерентабельной.

Таким образом, возникла серьезная проблема поиска и применения новых технологий заканчивания скважин при бурении. Эта проблема решается довольно активно.

Создан целый набор оптимальных рецептур промывочных жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пластов. В целом эти рецептуры направлены на максимально возможное снижение гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине на призабойную зону вскрываемых пластов и на предотвращение отрицательного физико-химического воздействия этой жидкости на нефтенасыщенность породы-коллектора. Созданы и применяются полимер-глинистые растворы с уменьшенным содержанием глинистой фракции, растворы высокомолекулярных полимеров, аэрированные жидкости, газожидкостные смеси на основе водного раствора полимера, жидкости на основе пластовой минерализованной воды, обработанные полимером и полиспиртами и др.

При цементации скважины также решается задача уменьшения перепада давления на продуктивный пласт, интервал продуктивного пласта подготавливается к цементации путем прокачки буферной жидкости, ограничивающей поступление фильтрата и твердых частиц тампонирующих смесей.

При перфорации наряду с мероприятиями по исключению проникновения в пласт фильтрата и твердых частиц раствора

производят вскрытие пластов с применением специальных конструкций перфораторов, не наносящих вреда структуре пустотного пространства, а также конструкций, обеспечивающих возможно большую глубину перфорационных каналов – вплоть до 60–70 см, вместо достигаемых при традиционной перфорации 20–25 см.

Большое внимание уделяют технологии освоения новых скважин, не только добиваясь обеспечения их природной продуктивности, но, по возможности, и повышая ее сверх природной, путем обработки призабойной зоны пластов. В комплекс мероприятий при этом входят дренирование пласта, обработка призабойной зоны растворами на углеводородной основе, гидравлический разрыв пластов, при повышенной вязкости нефти – термическая обработка и др.

В процессе дальнейшей эксплуатации обработка призабойных зон может неоднократно повторяться. Большое внимание необходимо уделять улучшению профилей притока добывающих скважин и профилей приемистости нагнетательных скважин, что особенно важно для регулирования разработки многопластовых и неоднородных по толщине однопластовых объектов.

Для решения этой задачи проводят следующие мероприятия:

проводят выборочную дополнительную перфорацию и направленный гидроразрыв менее проницаемых пластов;

повышают давление нагнетания воды, обеспечивающее приемистость ранее не принимавших воды малопроницаемых пластов;

уменьшают приемистость высокопроницаемых пластов (прослоев) путем их частичной закупорки нагнетанием химических реагентов, пен, воды с механическими добавками, загущенной воды;

снижают забойное давление в добывающих скважинах, способствующее включению в работу малопродуктивных пластов;

организуют отдельную закачку воды в пласты с различной проницаемостью и отдельный отбор 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 позво-

ляет с помощью пакера разобщить в стволе скважины два пласта (или две группы пластов) и вести отбор из каждого пласта (или закачку) по своей колонне насосно-компрессорных труб или одного из них по насосно-компрессорным трубам, а другого – по межтрубному пространству.

Применению одновременно отдельной эксплуатации в целях регулирования разработки должен предшествовать некоторый период совместной работы пластов. В этот период необходимо выполнить комплекс геолого-промысловых исследований для получения данных о характере эксплуатации каждого из пластов в условиях их совмещения, о 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 отдельную эксплуатацию должны быть оборудованы нагнетательные скважины, так как регулирование разработки закачкой воды более эффективно и технически более доступно.

Путем применения одновременно отдельной эксплуатации можно решать такие задачи регулирования, как вовлечение в разработку менее продуктивных пластов разреза, выравнивание темпа отбора запасов по пластам разной продуктивности.

Выбор параметров оборудования производится с учетом свойств пластов. Скорость движения в пласте фронта нагнетаемой воды при поршневом вытеснении

$$T = k_{\text{пр}} \Delta p / \mu_{\text{ж}} m \beta_{\text{н}} k_{\text{извл.н}} \Delta l, \quad (\text{XVI.1})$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта; Δp – перепад давления; $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость пластовой жидкости; m – 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:

$$k_{\text{пр } 1} / k_{\text{пр } 2} = \Delta p_{\text{пл } 1} / \Delta p_{\text{пл}}. \quad (\text{XVI.2})$$

Для обеспечения равной скорости перемещения воды по пластам необходимо во втором пласте при нагнетании воды создать перепад давления

$$\Delta p_{\text{пл } 2} = (k_{\text{пр } 1} / k_{\text{пр } 2}) / \Delta p_{\text{пл } 1}.$$

Следовательно, в менее проницаемом пласте по возможности нужно создавать перепад давления, превышающий перепад давления в другом пласте во столько раз, во сколько раз меньше проницаемость этого пласта.

Применение оборудования для раздельной эксплуатации пластов в добывающих скважинах целесообразно 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.

К сожалению, метод одновременно раздельной эксплуатации пластов широкого применения не нашел, но в дальнейшем ему следует уделять большее внимание.

Регулирование разработки с целью ограничения непроизводительных отборов попутной воды. При разработке залежей путем вытеснения нефти водой вместе с нефтью 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. Отбор такой воды приводит к непроизводительным затратам и ухудшает технико-экономические показатели разработки.

Все рассмотренные выше способы регулирования разработки в той или иной мере решают и задачу уменьшения объемов добываемой попутной воды. Наряду с ними необходимо принимать меры, непосредственно направленные 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 нефтеизвлечения. 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 толщине 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) могут выводиться из эксплуатации при обводненности около 90 %.

Названные мероприятия по уменьшению непроизводительных отборов воды проводят на протяжении всего основного периода разработки каждой залежи вплоть до обводнения продукции до 70–80 %.

Доразработка пластов при такой и далее более высокой обводненности недостаточно эффективна вследствие того, что вода поступает в скважины по обводненным высокопроницаемым слоям, в то время как малопроницаемые прослой остаются невыработанными. Нефтяниками многие годы овладевала идея поиска селективных методов изоляции, при которых обводненные слои изолировались бы, а малопроницаемые включались в работу. Но к широкомасштабному созданию и промышленному внедрению подобных высокоэффективных технологий приступили лишь в последнее время, когда стало очевидным, что по многим залежам получить традиционными методами запроектированное нефтеизвлечение вряд ли удастся.

Создан целый арсенал физико-химических методов, основанных на комплексовании разных компонентов, добавляемых к нагнетаемой воде.

Эти методы обеспечивают резкое уменьшение проницаемости обводненных более проницаемых слоев, в результате чего воды направляются в менее проницаемые прослой. При этом происходит существенное увеличение дебита нефти добывающих скважин за счет включения неработавших прослоев, снижение обводненности и соответственно уменьшение отборов попутной воды.

Среди новых физико-химических технологий выделяют гелеобразующие и полимердисперсные.

Гелеобразующие технологии основаны на добавке к нагнетаемой воде реагентов, образующих в обводненных слоях пласта неподвижные гели. Для улучшения и продолжительно-

го сохранения в пласте структуры неподвижных гелей в закачиваемый гелевый раствор доставляют различные химические элементы – "сливатели".

Взамен дорогостоящего полиакриламида ищут возможность применения более доступных – оксиэтилцеллюлозы, композиций на основе низкомолекулярного жидкого стекла, биополимеров и др.

Полимердисперсные технологии предусматривают нагнетание в пласты дисперсионной фазы – водного раствора полимера, содержащего в виде дисперсной фазы глинопорошок, торф, мел, песок или другие материалы. Вместо дефицитного полиакриламида при реализации такой технологии также начали применять заменители. В высокопроницаемых обводненных прослоях дисперсный материал образует осадок, закрывающий крупные фильтрационные каналы (кольматация высокопроницаемых прослоев), содержащие воду, оставляя в работе нефтесодержащие прослой с мелкими каналами.

§ 4. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

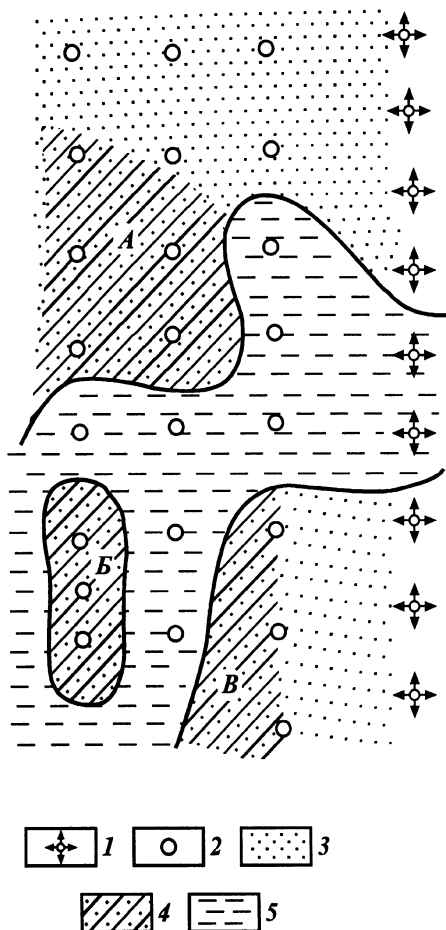
В связи с этим недостаточным учетом особенностей геологического строения месторождения при проектировании системы разработки после некоторого периода эксплуатации залежи фактические показатели ее разработки могут существенно отличаться от проектных. Часто это бывает связано с тем, что принятые технологические решения не в полной мере отвечают деталям строения объекта.

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. 125).

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

Рис. 125. 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; Б – линзы; В – тупиковые зоны); 5 – низкопроницаемые части пласта, не охваченные разработкой



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, а иногда и за счет дополнительного их количества;

приближение нагнетания к добывающим скважинам путем бурения новых нагнетательных скважин или переноса нагнетания с освоением под закачку некоторых обводненных

скважин, организация очагового заводнения в дополнение к основной системе воздействия на пласт;

изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Наиболее эффективные для конкретных условий меры выбирают 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 в целом подключают к разработке, создавая на них или вблизи очаги заводнения и применяя повышенное давление нагнетания.

Разработка удаленных от линий нагнетания участков площади может быть активизирована несколькими путями. Один из них — увеличение 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 из-за снижения динамического пластового давления к центру площади, что приводит к образованию участков, не 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 текущую добычу по объекту в целом.

Вовлечение в разработку внутренних неработающих участков залежи может быть обеспечено созданием 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 можно немного уменьшить 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:

- повсеместного уплотнения сетки скважин;
- разделения многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной;
- замены вида заводнения — перехода от разрезания к площадному или избирательному заводнению;
- значительного увеличения давления нагнетания воды и др.

êÄáÑÖã ç Öäéí éêõ Ö
èüí õ â èèÖñàÄãúç õ Ö Çéèêéëõ
ç Öî í ÖÉÄáéèêéà õ ëãéÇéâ
ÉÖéãéÉà à

Глава XVII ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Экологическая обстановка на нашей планете ухудшается вследствие быстрого нарастания промышленной и хозяйственной деятельности человечества. В настоящее время признается, что дальнейшее обострение экологической ситуации может привести к глобальной катастрофе. Поэтому у нас в стране, как и во всем мире, вопросы экологии отнесены к важнейшим, приоритетным, требующим безотлагательного решения.

Проблема охраны недр и окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого является нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, поскольку литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и поэтому нуждается в охране, как и вся природа. Ведь ведение горных работ любого характера, в том числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сложившихся биологических и геохимических связей.

Охрана недр предусматривает осуществление мер по обеспечению возможно более полного, экономически целесообразного извлечения из недр нефти, газа и попутных ценных компонентов с предотвращением нежелательных изменений в геологическом разрезе месторождения и прилегающей к нему территории.

Охрана окружающей среды предусматривает проведение мероприятий, обеспечивающих предотвращение ухудшения физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в настоящее время и в будущем в результате разработки месторождений углеводородов.

При использовании недр должны обеспечиваться: полное и комплексное изучение недр; соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами; наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов; недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых; предупреждение необоснованной и самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей для других целей; предотвращение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находящихся в консервации горных выработок, буровых скважин, а также подземных сооружений; предотвращение загрязнения недр при подземном хранении нефти и газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды ведется Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и промышленную разработку месторождений углеводородов, в специальных долговременных программах, в контрактах на разработку месторождений.

Вопросы охраны недр и окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях во многом возлагаются на гео-

логическую службу. Типовым Положением о ведомственной геологической службе на нее 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.

§ 2. ОХРАНА НЕДР ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Вредные явления, которые могут привести к ухудшению как общего физико-химического состояния недр, так и 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 ряд отрицательных последствий.

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, 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 конденсатоизвлечения.

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 из-за 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), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ) и другие, 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.

Некомплексность 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, положения ВНК, ГВК, ГНК, а следовательно, и размеров

залежей 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 служит основным документом для буровой бригады, обязанной руководствоваться им до конца работ.

ГТН содержит геологическую и техническую части. В геологической части наряда приводятся: 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 соответствующая конструкция скважины, технология бурения и качество промывочной жидкости, обеспечивающие предотвращение обвалов газо-, нефте- и водопроявлений, нарушений нормальной циркуляции промывочной жидкости и снижение продуктивности вскрываемых нефтегазоносных пород.

Чтобы избежать открытого фонтанирования в процессе бурения и при вскрытии нефтеносных или газоносных пластов с высоким давлением, применяют соответствующие растворы при обязательной установке на устье скважины противовыбросового оборудования. При вскрытии скважинами пористых и сильнодренированных 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 скважин, ближайших к бурящейся скважине, 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 с обеспеченной предусмотренной высотой подъема цемента за колонной.

Перед началом работ по креплению скважины геолог вместе с инженером-буровиком должны 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 освоением 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 необходимо заполнить пластовой жидкостью.

После цементирования каждую скважину следует испытать на герметичность обсадной колонны в соответствии с действующими правилами и нормами. Испытание на герметичность эксплуатационных колонн осуществляют опрессовкой или (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, газо-

носные или водоносные пласты. В таких скважинах обязательно должны быть проведены работы по изоляции указанных пластов.

§ 3. ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

При разработке месторождений полезных ископаемых для выполнения требований охраны недр необходимо следующее:

применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых 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, условиях пользования недрами, а также на общем физико-химическом состоянии недр при разработке залежей УВ, возникают вследствие низкой адекватности структур технической и геологической компонент геолого-технического комплекса (ГТК); дефицита 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 промысловых 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-промыслового 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 нефтегазопромысловой геологии, должно обеспечивать выполнение задач рациональной разработки залежей нефти и газа и связанных с ней вопросов охраны недр.

Чтобы не нанести ущерба другим залежам, эксплуатационные объекты следует разбуривать при условии соблюдения всех необходимых для этого мер. 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 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 наблюдаются явления 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.

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, 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 без применения барьерного заводнения допускается при условии, что давление в ней в процессе всего периода эксплуатации не будет падать ниже давления в нефтяной части. На эксплуатируемых месторождениях необходимо вести учет добычи нефти и газа из каждого пласта, группы пластов, отдельных скважин для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутым значением 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, рас-

творенного 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 снизить 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 разрезу и площади, температуру, льдистость (относительное содержание льда в объеме породы) и другие характеристики, чтобы не допускать нарушения естественного режима недр, а также качественно выполнять другие правила и нормы ведения работ в районах распространения многолетней мерзлоты.

При проведении мероприятий по повышению производительности добывающих нефтяных скважин путем воздействия на призабойную 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 из-за снижения пластового давления и проявлению нежелательных процессов выделения в пласте газа, выпадения парафина, конденсата, 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 – важное 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 загрязнению атмосферы.

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 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.

Соответственно количеству потребляемой воды растет и количество сточных вод, получаемых и добываемых на нефтепромыслах.

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.

Для охраны недр и подземных пресных вод от загрязнения наиболее рационально сточные воды нефтепромыслов закачивать в нефтегазоносные пласты для поддержания пластового давления.

Закачка сточных вод в нефтегазоносные пласты более эффективна, чем закачка 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. 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 толщине и значительной площади распространения поглощающего горизонта, большой глубине его залегания и высокой проницаемости, а главное – при наличии надежных водоупорных слоев, изолирующих поглощающий горизонт от других частей разреза, 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 ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов и технологических процессов, служащих источниками утечки УВ и других вредных влияний на окружающую среду.

1. К наиболее массовым загрязнениям атмосферы при добыче нефти и газа относятся диоксид серы, оксид углерода, оксиды 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 попутного газа в факелах. Горящие факелы оказывают сильнейшее воздействие. Загрязняется атмосфера, в радиусе 200–250 м от факела полностью уничтожается всякая растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух загрязняется также из-за 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 попутного газа и содержание всего промышленного оборудования в надлежащем состоянии.

2. Почвенный и растительный покров в процессе строительства буровой нарушается в результате расчистки и планировки площадки, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров. В этих амбарах скапливается значительное количество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными материалами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т.п. Значительную опасность представляют буровые растворы, особенно приготовленные на нефтяной основе. Загрязнение ими почв происходит обычно в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, притоков их по поглощающим горизонтам, имеющим выходы на поверхность и т.п.

При эксплуатации залежей основную опасность для почв и растительности представляют нефть и нефтепродукты, попадающие на землю в результате аварий и потерь в системе их сбора и транспорта, а также 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 восста-

навливается в течение очень длительного времени. Загрязнение территории 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.

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 глубокие 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 промыслового 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.

Водная среда при бурении скважин и добыче нефти и газа также подвергается загрязнению. К загрязняющим воду ве-

ществам 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 УВ 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.

Осуществление указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране водных ресурсов.

Указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде, практически невозможно. Деятельность по охране природы для геолога не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требований существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить геологу основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать свое-

временному 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.

Глава XVIII

СХЕМА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ГРУППИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ)

Сложность проектирования разработки и самого процесса разработки нефтяных залежей обусловлена тем, что каждая залежь индивидуальна по своей характеристике, и простой перенос опыта промышленного освоения одной залежи на другую в полном виде невозможен. При общности многих параметров залежей даже отличие одного-двух из них может вносить коренное различие в требуемые системы разработки, в динамику годовых показателей и в конечное нефтеизвлечение.

По этой причине до настоящего времени не существует строгой промыслово-геологической классификации залежей.

Вместе с тем по мере накопления опыта многолетней разработки залежей и его обобщения получена возможность в первом приближении обосновать если не классификацию, то предварительную схему промыслово-геологического группирования залежей, указывая рамки, в пределах которых их свойства могут изменяться.

В основу схемы положены следующие предпосылки:

главное влияние на эффективность разработки залежей оказывает их промыслово-геологическая характеристика – вязкость пластовой нефти, проницаемость, степень неоднородности продуктивного горизонта, размер площади нефтеносности, природный режим залежей;

вязкость пластовой нефти в первую очередь определяет условия разработки. При низкой вязкости достигаются наиболее высокие результаты разработок, и различие между ни-

ми определяется различием других факторов. С повышением вязкости нефти все более отчетливо сказывается ее отрицательное влияние и как бы затушевывается роль других факторов;

комплекс промыслово-геологических параметров залежи предопределяет выбор рациональной системы разработки – с их ухудшением требуются более активные системы, которые в определенной мере (хотя и не полностью) могут восполнить сложности, обусловленные природой;

промыслово-геологические параметры в сочетании с технологическими решениями системы разработки определяют динамику годовых и конечных показателей разработки; по залежам с менее благоприятными промыслово-геологическими свойствами эти показатели оказываются ниже.

Начало группированию залежей положено выделением четырех типов залежей, прошедших длительную историю разработки с заводнением и постадийным сопоставлением динамики показателей их разработки (см. главу XII, § 1). В главе XII эти типы обозначены буквами *a, б, в, г* (см. рис. 76 и 77). При приведенном ниже группировании они обозначены соответственно цифрами 1, 2, 3, 4.

Тенденции, сформировавшиеся при продолжительной разработке залежей этих групп, с некоторой долей условности распространены и за их пределы, на залежи с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками, недавно введенные в разработку и еще не разрабатываемые. При этом учтены результаты недавнего проектирования разработки многих таких залежей, фактические начальные периоды их разработки и результаты теоретических исследований.

Ниже приводятся выделяемые группы залежей, их ориентировочные промыслово-геологические характеристики, соответствующие им возможные методы воздействия и системы разработки, возможные конечные результаты разработки – нефтеизвлечение и водонефтяные факторы.

1-я группа – залежи небольших размеров (площадь до 6–7 тыс. га, ширина до 4–5 км), с низкой относительной вязкостью нефти ($\mu_0 = 0,5–2$) в монолитных или умеренно неоднородных горизонтах (расчлененность менее 2–3) с проводимостью $k_{пр}/\mu_n > 0,3$ мкм²/(мПа·с).

В пределах 1-й группы могут быть выделены две подгруппы – залежи с природным водонапорным режимом и залежи, испытывающие недостаточное влияние законтурной области,

с малоактивным упруговодонапорным или даже с упругим режимом. Первые разрабатывают на естественном режиме, без искусственного воздействия на пласт, вторые – с законтурным или приконтурным заводнением.

Скважины на залежах первой группы могут располагаться в кольцевых рядах по относительно редким равномерно-переменным треугольным сеткам – до 30–36 га/скв, с размещением их в основном во внутреннем контуре нефтеносности.

Конечное нефтеизвлечение может достигать 60–65 % при небольшом водонефтяном факторе – до 1.

2-я группа – залежи пластового типа примерно с той же промыслово-геологической характеристикой продуктивных горизонтов, что и 1-я группа, но отличающиеся от последней большой площадью нефтеносности (более 6–7 тыс. га, ширина >5 км), обычно соответственно со значительной водонефтяной зоной. Залежи обладают обычно природным упруговодонапорным режимом, постепенно переходящим в процессе эксплуатации в режим растворенного газа. Целесообразно такие залежи с самого начала разрабатывать с применением внутриконтурного заводнения в виде разрезания залежи рядами нагнетательных скважин на широкие полосы (порядка 4 км) при пятирядном размещении в них добывающих скважин. Широко распространено применение равномерно-переменных треугольных сеток, с плотностью основного фонда порядка 25–36 га/скв. Ряд скважин следует размещать в чисто нефтяной зоне и продолжать их во внутреннюю часть водонефтяной зоны, вплоть до границы разбуривания, обоснованной технологически и экономически.

При разработке залежей этой группы значительную роль приобретает деятельность по регулированию процессов вытеснения нефти нагнетаемой водой и соответственно по контролю этих процессов.

В этих условиях возможно нефтеизвлечение до 55–60 % при водонефтяном факторе до 2–3.

К **3-й группе** могут быть отнесены залежи в основном значительных и больших размеров (как и во 2-й группе), но с относительной вязкостью пластовой нефти 2–5, т.е. с вязкостью низкой, но все же более значительной (и это имеет большое значение), чем в залежах 1-й и 2-й групп с проницаемостью 0,3–0,5 мкм² и проводимостью горизонтов 0,1–0,3 мкм²/(мПа·с). Фактически к 3-й группе можно отнести все залежи с относительной вязкостью нефти 2–5, особенно при значительных их размерах даже при одном из других

факторов, ухудшенных по сравнению с залежами 1-й и 2-й групп. Это залежи обычно пластового типа, чаще в терригенных, но нередко и в карбонатных микрокаверновых коллекторах.

Нефтяные залежи этой группы часто имеют малоактивный упруговодонапорный режим, быстро переходящий в режим растворенного газа, иногда режим замкнутый (упругий).

Все они разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения – с разрезанием рядами нагнетательных скважин на узкие полосы (2–3 км), с избирательным, иногда площадным – в зависимости от геологического строения продуктивных горизонтов.

Залежи разбуривания по равномерной преимущественно квадратной сетке с плотностью основной сетки 20–25 га/скв. Необходим значительный резервный фонд скважин. Часть скважин при необходимости следует бурить в виде горизонтальных.

Нефтеизвлечение может достигать 50–55 %, при водонефтяном факторе 4–5.

Для достижения таких конечных результатов необходимо в течение всей разработки проводить большой комплекс мероприятий по регулированию разработки – развитие системы заводнения, бурение дополнительных скважин, изменение направления внутрипластовых потоков, дифференцирование перепадов давления на участках с разной продуктивностью, изоляционные работы в скважинах, гидроразрывы пластов, создание дополнительных ответвленных стволов в ранее пробуренных скважинах и т.д. На завершающей стадии разработки при обводнении продукции 70–80 % и выше с целью достижения проектного нефтеизвлечения необходимо применять (современные) физико-химические методы, обеспечивающие кольматацию обводненных высокопроницаемых прослоев и включение в работу низкопроницаемых.

К **4-й группе** относим залежи со средневязкой пластовой нефтью – с относительной вязкостью 5–30, проницаемостью более 0,5 мкм².

Влияние на разработку других характеристик таких залежей при заводнении оказывается затушеванным, так как основным фактором оказывается вязкость нефти.

Залежи разных размеров, в основном пластового типа, приурочены и к терригенным, и к карбонатным коллекторам. Они обычно не обладают сколько-нибудь активным природным режимом, поэтому разрабатываются с искусственным воздействием на пласты.

До недавнего времени все такие залежи вводились в разработку с применением внутриконтурного заводнения.

Накопленный опыт разработки позволяет говорить о целесообразности выделения в этой группе двух подгрупп – с относительной вязкостью пластовой нефти 5–15 и 15–30 и соответственно с проводимостью пластов менее 0,1 мкм²/(мПа·с) и менее 0,05 мкм²/(мПа·с).

Залежи первой подгруппы, как и сейчас, могут разрабатываться с обычным заводнением – площадным или разрезанием на узкие полосы – и активным применением комплексных физико-химических методов в качестве вторичных и третичных.

На залежах второй подгруппы следует в качестве первичных с самого начала разработки применять и нетрадиционные методы, основанные на использовании заводнения в сочетании с темпом и полимерами (методы, разработанные в ОАО "Удмуртнефть"), а также попеременную закачку воды и собственной нефти в основном при площадных системах.

Применяемые для залежей 4-й группы сетки скважин – равномерные, чаще квадратные с плотностью порядка 16 га/скв.

Для залежей этой группы, в отличие от 1–3-й групп, характерен быстрый рост обводнения продукции с самого начала разработки и достижение водонефтяного фактора 7–8 и более. При этом нефтеизвлечение может достигать 40 %.

Группы (5, 6, 7) включают залежи, находящиеся в системной разработке непродолжительно (есть лишь редкие исключения) или еще не разрабатываемые. Они приурочены как к терригенным, так и к карбонатным коллекторам. В силу объективных процессов развития нефтяной отрасли – это в большинстве своем малопродуктивные залежи, запасы которых принято относить к трудноизвлекаемым. При характеристике этих групп пользуемся не относительными, а абсолютными значениями вязкости пластовой нефти.

До недавнего времени считалось, что метод заводнения для залежей этих групп неприменим. Но в силу необходимости его начали применять и на залежах групп 5, 6, постепенно обогащая заводнение применением других методов.

5-я группа – залежи с относительно невысокой вязкостью пластовой нефти (1–15 мПа·с), низкой проницаемостью пластов (0,01–0,1 мкм²), обычно сопровождаемой высокой их неоднородностью.

Залежи этой группы в карбонатных и терригенных коллекторах имеются на месторождениях с высокопродуктив-

ными, продолжительно разрабатываемыми объектами. Они обладают малоэффективными природными режимами. В качестве основы систем их разработки можно принимать заводнение – площадное или избирательное. Но с самого начала разработки в технологических схемах необходимо предусматривать в виде неотъемлемых дополнительных составляющих систем разработки меры, направленные на преодоление низкой проницаемости пластов, – оптимальную технологию вскрытия пластов при бурении, глубокую перфорацию, массовые гидроразрывы пластов, бурение горизонтальных и разветвленных скважин, воздействие на призабойные зоны скважин кислотами, применение метода газоводяного воздействия на пласты и др.

При расположении скважин по сеткам 12–16 га/скв при правильном обосновании дополнительных составляющих систем разработки возможно достижение нефтеизвлечения до 30–35 %.

6-я группа – залежи со столь же низкой проницаемостью, что в 5-й группе (0,01–0,1 мкм²), но с вязкостью пластовой нефти 15–100 мПа·с. Такие залежи практически не обладают природными энергетическими возможностями. Это наиболее сложные залежи, при разработке которых необходимо преодолевать и низкую проницаемость коллекторов, и высокую вязкость пластовой нефти. Системы их разработки должны включать многие мероприятия по работе над скважинами типа названных для 4-й группы.

Вместе с тем среди методов воздействия на пласт возрастает роль таких, как попеременная закачка воды и собственно нефти, применение загустителей для умеренного повышения вязкости нагнетаемой воды, применение тепловых методов в сочетании с полимерами, тепловые обработки добывающих скважин. Разработка таких залежей требует применения сеток скважин 9–12 га/скв в основном с созданием площадных систем. Из-за отсутствия опыта разработки прогнозировать конечное нефтеизвлечение затруднительно – в зависимости от комплекса применяемых методов воздействия на пласт и на его прискважинную зону можно ожидать в пределах 20–35 %.

К **7-й группе** могут быть отнесены залежи с повышенной и высокой проницаемостью, но с вязкостью пластовой нефти более 100 мПа·с. Опыта системной разработки таких залежей очень мало. Исходя из современных представлений такие залежи следует разрабатывать по площадным системам на основе тепловых методов – с внутрипластовым горением или

нагнетанием пара в сочетании с физико-химическими методами при плотных сетках скважин – вплоть до 4–9 га/скв. Коэффициенты извлечения трудно прогнозируемы.

8-я группа – единичные залежи нефти с уникальными геолого-физическими особенностями, отличающими их от рассмотренных выше групп, обладающие крупными запасами нефти. Каждая из залежей этой группы требует особого подхода к разработке. Система разработки каждой из таких залежей определяется на основе проведения специального комплекса геофизических и промысловых исследований. К этой группе могут быть отнесены крупные залежи таких месторождений, как Красноленинское в Западной Сибири, Малгобек-Вознесенско-Алиуртовское на Северном Кавказе, Тенгиз в Прикаспийской впадине, Узень на Мангышлаке и др. Для примера можно рассмотреть особенности таких залежей.

Залежи маловязкой нефти Красноленинского месторождения, связанные с терригенными продуктивными пластами, требуют индивидуального подхода в связи с очень высокой макро- и микронеоднородностью пластов и небольшой разницей между пластовым давлением и давлением насыщения при высоком газосодержании нефти (300 м³/т).

Малгобек-Вознесенско-Алиуртовская залежь в верхнемеловых карбонатных отложениях приурочена к длинному антиклинальному поднятию. Продуктивные породы толщиной 350 м залегают пластообразно. Залежь имеет целый ряд особенностей: расположена на большой глубине – 4000 м, имеет массивный характер, поскольку пронизана по всей толщине трещинами, которые в сочетании с кавернами и составляют емкостный объем. Матрица породы нефти не содержит. Уникальны пластовые свойства нефти: при пластовой температуре 130 °С нефть имеет высокое газосодержание (400 м/т) и весьма низкую вязкость (0,3 мПа·с).

Пластовое давление превышает гидростатическое в 1,8 раза. Залежь обладает активным упруговодонапорным режимом.

Залежь месторождения Тенгиз связана с крупным карбонатным массивом, расположена на глубине 5500 м. В некоторых частях она похожа на Малгобек-Вознесенско-Алиуртовскую (аномально высокое пластовое давление, высокая температура, весьма низкая вязкость пластовой нефти, высокое газосодержание).

В то же время ей свойственны индивидуальные важные особенности – большая высота залежи (более 1500 м), при-

родный упругий режим, сложный характер пустотного объема – сочетание в различных соотношениях трещиноватости с микрокавернозностью.

Залежи месторождения Узень пластового типа в терригенных коллекторах могут быть отнесены к 8-й группе вследствие аномально высокого содержания парафина в пластовой нефти (23 %) и близости значений температуры начала кристаллизации парафина и пластовой (соответственно 60 и 63 °С).

Небольшое снижение пластовой температуры под воздействием технологических процессов может вызвать выпадение в пласте парафина из жидкой фазы в твердую. Необходимы специальные решения, направленные на предотвращение этого процесса.

Очевидно, что каждая из названных залежей 8-й группы нестандартна, выбор для них методов и систем разработки сложный и индивидуальный.

Представленная предварительная схема группирования нефтяных залежей применима к подавляющему большинству существующих в природе месторождений.

Постепенно это группирование необходимо развивать и уточнять. Следует учитывать, что встречаются залежи, которые практически могут быть отнесены к той или иной группе, но дополнительно обладают каким-либо свойством, требующим корректировки приемлемых для группы технологических решений. Например, залежь в монолитном пласте может повсеместно подстилаться водой, вследствие чего при эксплуатации скважин большую роль имеет конусообразование; залежь может быть связана с песчаными слабосцементированными коллекторами, что приведет к выносу песка и пробкообразованию в скважинах и др. По таким залежам достижение соответствующих групп ожидаемых конечных результатов разработки требует принятия дополнительных технологических решений.

Выше приведено ориентировочное группирование нефтяных залежей.

В последние годы все большее внимание уделяется промышленному освоению газонефтяных залежей с обширными газовыми шапками. Как правило, они повсеместно или на большей части площади подстилаются пластовой водой. У этих залежей много общего в промыслово-геологической характеристике, нефтяная часть залежи представляет собой нефтяной слой толщиной в первые десятки метров между газом и водой, при их разработке неизбежна проблема образования конусов газа и воды в добывающих скважинах.

В то же время есть и принципиальные различия. Как и нефтяные залежи, они отличаются друг от друга вязкостью нефти, проницаемостью и характером неоднородности коллекторов, наличием или отсутствием литологических разделов между нефтью и водой, между нефтью и газом, наличием или отсутствием водонасыщенного режима, степенью цементированности коллекторов и т.п.

Залежи этого типа в зависимости от их характеристики требуют применения плотных сеток скважин – вплоть до 6 га/скв, широкого использования горизонтального бурения, разных видов воздействия на пласты. Возможность группирования газонефтяных залежей появится после накопления продолжительного опыта их разработки.

Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1980.

Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. — М.: Недра, 1982.

Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. — М.: Недра, 1981.

Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1985.

Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. — М.: Недра, 1980.

Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1983.

Жганов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1981.

Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1981.

Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник: Под ред. М.М. Ивановой / 2-е изд. — М.: АО "ТВАНТ", 1994.

Справочник по нефтегазопромысловой геологии: Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. — М.: Недра, 1981.

Спутник нефтегазопромыслового геолога: Под ред. И.П. Чоловского. — М.: Недра, 1978.

Сургучев М.А. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.

Чоловский И.П., Тимофеев В.А., Брагин Ю.И. Методы геологопромыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. 2-е изд. — Элиста: АПП "Джангар", 1996.

Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. 2-е изд. — М.: Недра, 1992.

Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995.

Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Под ред. В.Е. Гавуры (2 тома). — М.: ВНИИОЭНГ, 1996.

Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений / Материалы совещания в г. Альметьевске в сентябре 1995 г. — М.: ВНИИОЭНГ, 1996.

Щелкачев В.Н. Избранные труды. 2 тома. — М.: Недра, 1990.

Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. — М.: Недра, 1984.

Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. — Самарское книжное изд-во, 1998.

Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений. — М.: Минтопэнерго России, 1996.

Каналин В.Г., Вачин С.Б., Токарев М.А. Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология. — М.: Недра, 1997.

Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. — М.: Недра, 1990.

Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1985.

Панов Г.Е., Петряшин А.Ф., Лысянский Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1986.

Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. Имитация разработки залежей нефти. — М.: Недра, 1990.

Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. — М.: Недра, 1996.

Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. — М.: Наука, 1997.