

ÐÀÇÄÄË ÄÄÎ ÈÎ ÄË×ÄÑËËÄ Î ÑÎ Î ÄÛ
ÒÐÄÒËË ÐÀÇÐÄÄÄÎ ÒËË Í ÄÔÒÐÍ ÛÕ
È ÄÄÇÎ ÄÛÕ
Î ÄÑÕÎ ÐÎ ÆÄÄÄÍ 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 было связано не только с недостаточно высоким уровнем техники и технологии разработки, но и с отсутствием объективных предпосылок для коренного изменения такого подхода к разработке. Нефтяная промышленность была сосредоточена в основном в южных районах страны, для которых характерно многообразие природных режимов залежей. Многим залежам вследствие их небольших размеров и благоприятных геологических условий свойственны высокоэффективные природные режимы. В связи с относительно небольшой глубиной залежей скважины для их разработки можно было бурить по плотным сеткам. 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-

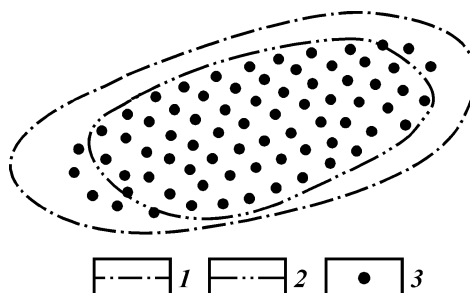
говодонапорным режимами. Последний называют активным в случае, когда ресурсы его энергии достаточны для отбора из недр извлекаемых запасов нефти достаточно высокими темпами без снижения пластового давления ниже давления насыщения.

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

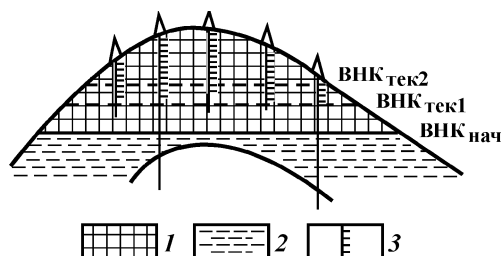


Рис. 59. Разновидность системы разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод: 1 – нефть; 2 – вода; 3 – интервал перфорации; положение ВНК: ВНК_{нач} – начальное, ВНК_{тек} – текущее

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-

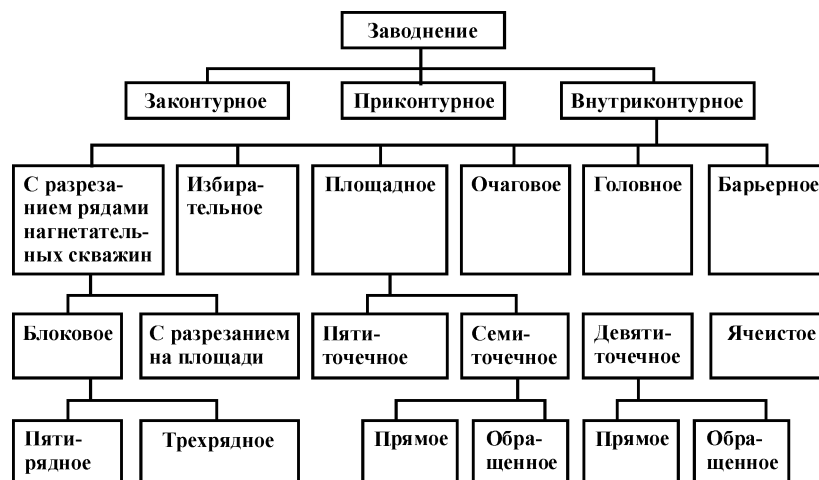


Рис. 60. Разновидности метода заводнения

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 внутрипластового 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 $0,5 \text{ мкм}^2$), 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 обуславливается 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-

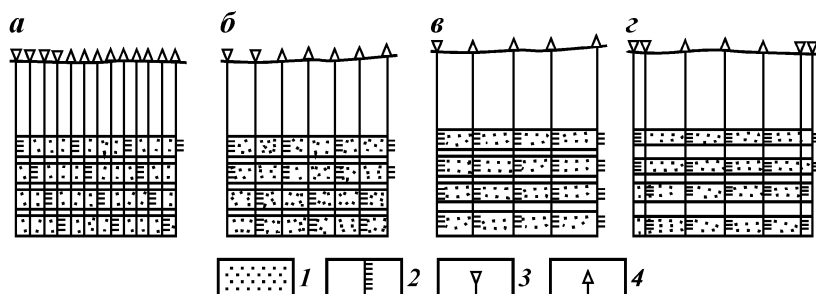


Рис. 61. Варианты выделения эксплуатационных объектов при наличии четырех продуктивных пластов:

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. Канагин 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 недостаточному 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.

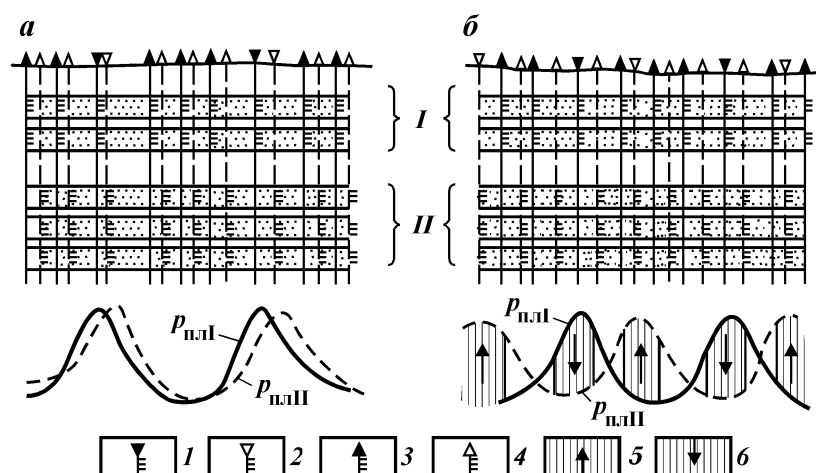


Рис. 62. Профили пластового давления $p_{пл}$ эксплуатационных объектов I и II при разном размещении нагнетательных и добывающих скважин:
a – зоны нагнетания и зоны отборов по объектам совмещены в плане;
б – зоны нагнетания одного объекта совпадают с зонами отборов другого. Скважины соответственно I 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

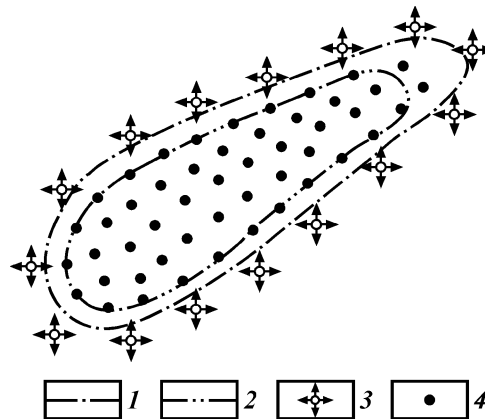
Применяемые основные виды заводнения приведены на рис. 63. Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи и ее водонефтяной зоны, вязкостью пластовой нефти, типом породы-коллектора и ее проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне ВНК, наличием дизъюнктивных 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

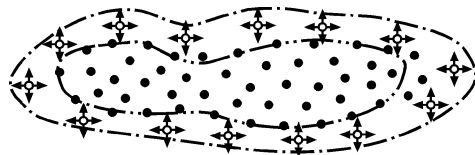


Рис. 64. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением. Условные обозначения см. на рис. 63

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-

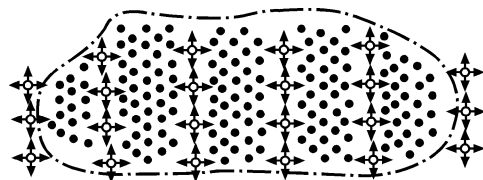


Рис. 65. Система разработки нефтяной залежи с **блоковым заводнением**. Условные обозначения см. на рис. 63

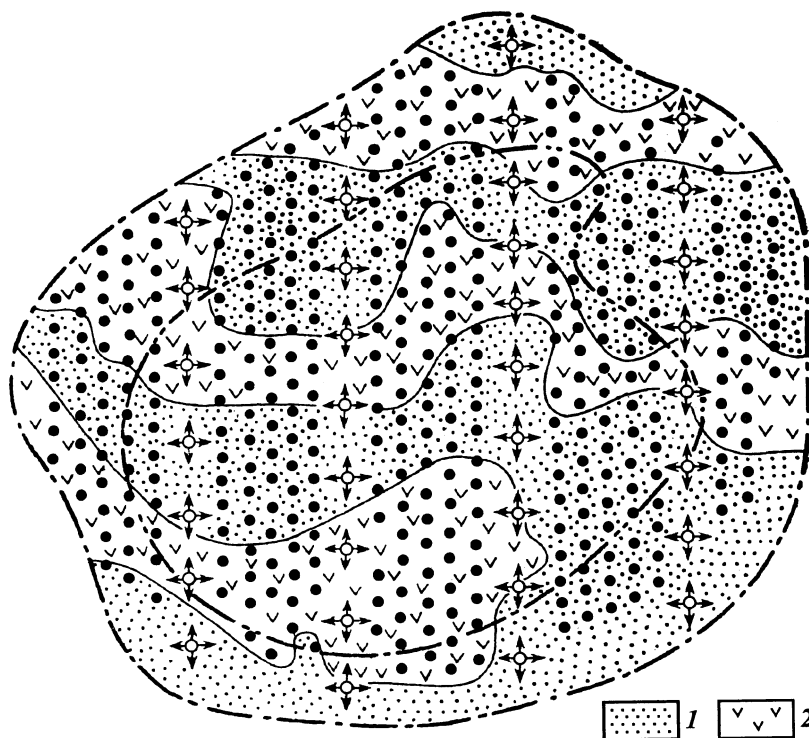


Рис. 66. Система разработки крупной "круговой" нефтяной залежи с блоковым заводнением.
 Зоны с толщиной и коллекторскими свойствами пласта: 1 – высокими, 2 – низкими; остальные условные обозначения см. на рис. 63

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

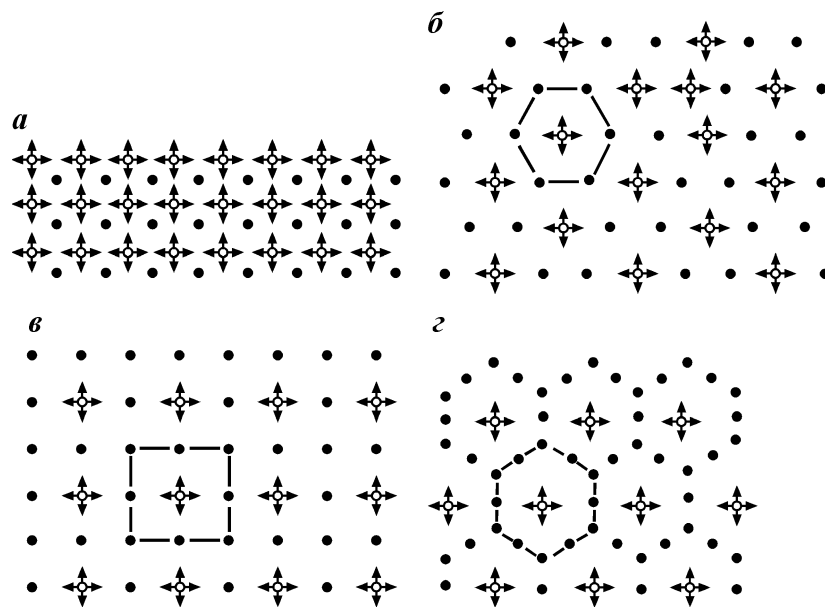


Рис. 67. Системы разработки с площадным заводнением.
 Формы сетки скважин: *а* – пятиточечная, *б* – семиточечная обращенная, *в* – девятиточечная обращенная, *г* – ячеистая; пунктиром выделен элемент системы; остальные условные обозначения см. на рис. 63

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

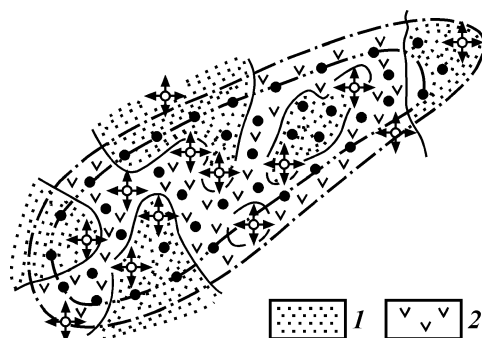


Рис. 68. Система разработки с избирательным заводнением.

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

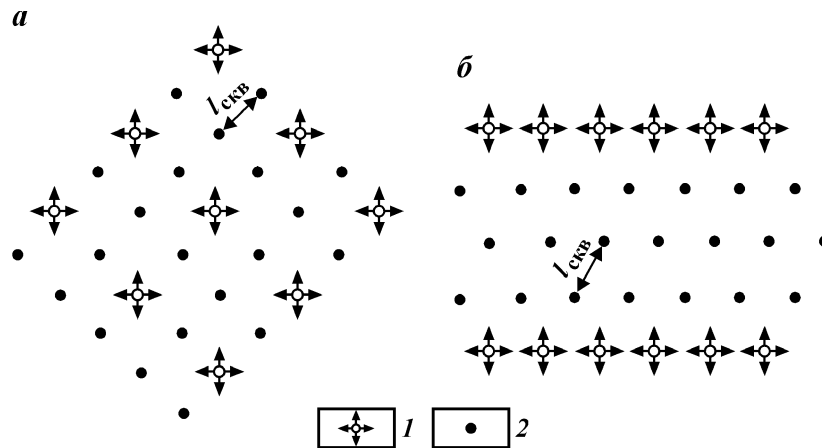


Рис. 69. Равномерная сетка скважин.

Заводнение: *a* – площадное, *b* – 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-периодическое 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-

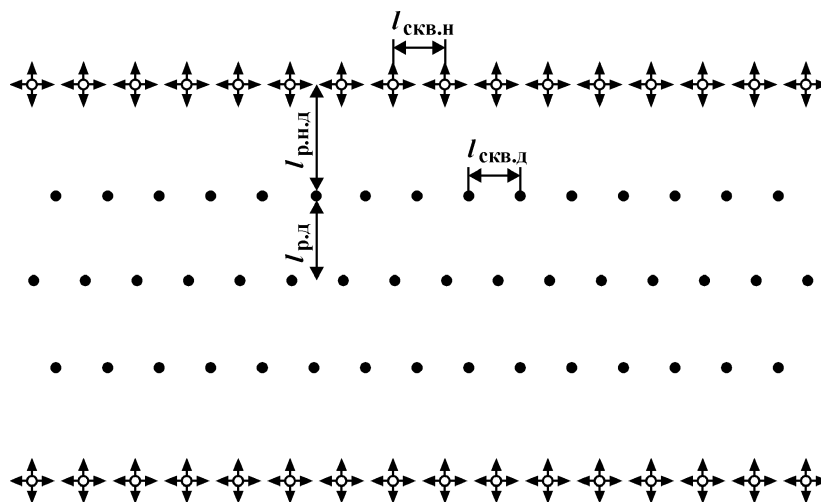


Рис. 70. Равномерно-переменная сетка скважин.
 Расстояния между скважинами: $l_{СКВ.Д}$ — добывающими, $l_{СКВ.Н}$ — нагнетательными; $l_{Р.Н.Д}$ — расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин; $l_{Р.Д}$ — расстояние между рядами добывающих скважин

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

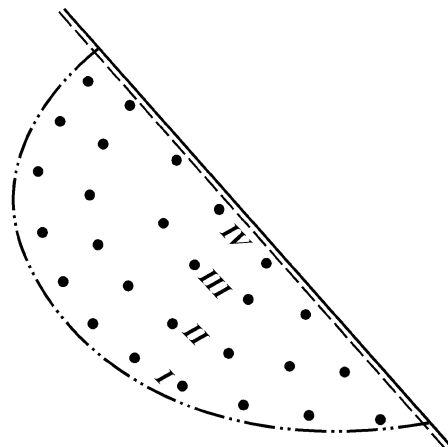
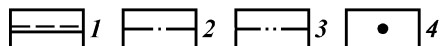


Рис. 71. Незамкнутые ряды добывающих скважин:

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 семяночном 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 — $\bar{S}_{\text{осн}} = l_{\text{скв}}^2 / 1,075$.

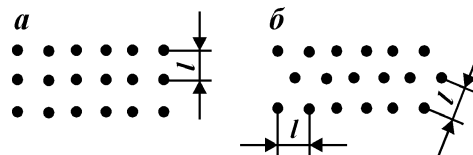
Равномерно-переменные сетки (см. рис. 70) характеризуются следующими расстояниями: $l_{\text{скв.д}}$ — расстояние между добывающими скважинами в рядах; $l_{\text{р.д}}$ — расстояние между рядами добывающих скважин; $l_{\text{р.н-д}}$ — расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым (внешним) 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-

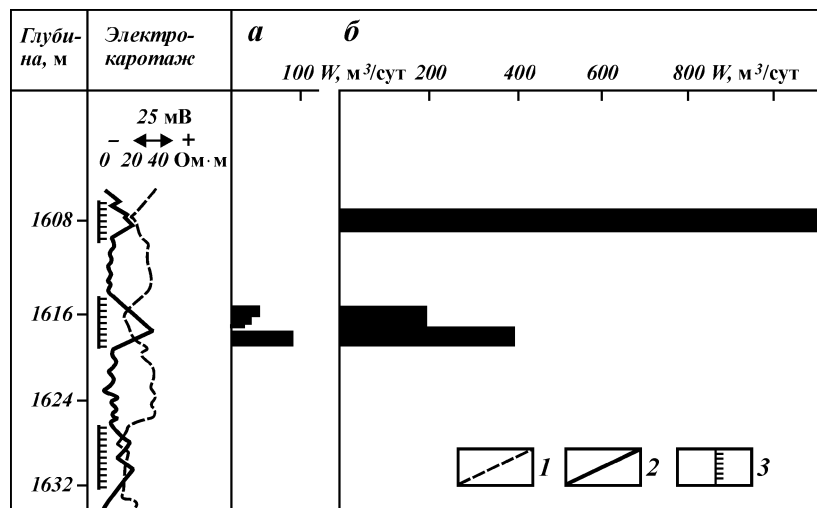


Рис. 73. Приемистость пластов W в нагнетательной скв. 904 Ромашкинского месторождения. Давление нагнетания воды, МПа: a – 11, b – 19; кривые электрокартажа: 1 – ПС, 2 – КС; 3 – интервалы перфорации

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 нефтегазонасыщенности 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 нефтегазонасыщенности 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.