



А. Н. Фомин

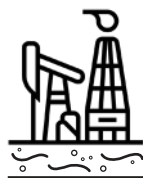
**ОСНОВЫ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ
ГЕОЛОГИИ**

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Геолого-геофизический факультет

А. Н. Фомин

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Учебно-методическое пособие



Новосибирск
2024

УДК 622.24 (031)
ББК 26.347.47
Ф76

Рецензент
д-р геол.-минер. наук, чл.-корр. РАН *В. А. Каширцев*

Фомин, А. Н.

Ф76 Основы нефтегазопромысловой геологии: учеб.-метод. пособие / А. Н. Фомин ; Новосиб. гос. ун-т. — Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2024. — 282 с.

ISBN 978-5-4437-1499-8

Представлен краткий обзор развития российской нефтегазопромысловой геологии. Изложены ее цели, задачи и средства получения информации, а также рассмотрены: геофизические и гидродинамические методы исследования скважин и пластов; подземная механика жидкостей и газа; состав, строение и формирование нефтегазоносных породных комплексов; методы изучения геологического строения залежей; состав, свойства и состояние пластовых флюидов; природные режимы залежей нефти и газа, методы их разработки; системы эксплуатации месторождений с учетом сложности их геологического строения; способы контроля и управления процессами нефтегазодобычи; геологическое обеспечение мероприятий рациональной разработки; методы интенсификации притока пластовых флюидов; техника безопасности проведения промысловых работ; экологические требования по защите окружающей среды и недр. Текст иллюстрирован многочисленными рисунками и фотографиями.

Учебно-методическое пособие ориентировано как на студентов вузов, техникумов и колледжей нефтегазового профиля, изучающих «Основы нефтегазопромыслового дела», так и на работников нефтегазодобывающих предприятий.

*Рекомендовано к печати кафедрой геологии месторождений
нефти и газа ГГФ НГУ (протокол № 7 от 26.01.2023 г.)*

УДК 622.24 (031)
ББК 26.347.47

ISBN 978-5-4437-1499-8

© Новосибирский государственный
университет, 2024



ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазопромысловая геология занимается детальным изучением нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в их начальном (природном) состоянии и в процессе разработки, обеспечивает геологическое обоснование эффективной деятельности по добыче углеводородов и способствует рациональному использованию недр. За долгие годы существования отрасли накоплен огромный опыт эксплуатации месторождений углеводородов. Однако в последние десятилетия развитие нефтяной и газовой промышленности характеризуется рядом новых тенденций. В частности, происходит последовательное вступление многих залежей нефти в сложную позднюю фазу разработки, когда относительно легкоизвлекаемые запасы из них уже отобраны и добыча оставшихся требует значительных усилий. Объективно все менее благоприятной становится геолого-промысловая характеристика вводимых в разработку новых залежей. Среди них возрастает удельный вес объектов с высокой вязкостью нефти, весьма сложным геологическим строением, низкой фильтрующей способностью продуктивных пород, усложненными термодинамическими условиями, а также объектов, приуроченных к труднодоступным участкам (большие глубины, шельфы морей и т. д.). Таким образом, как на старых, так и на новых залежах растет доля так называемых трудноизвлекаемых запасов нефти. Соответственно, расширяется арсенал методов разработки залежей. Если ранее в качестве агента, вытесняющего нефть из пластов к скважинам, применялась вода и искусственное заводнение пластов было традиционным методом разработки, то теперь необходимо использовать и другие методы, на иной, физико-химической основе. В связи с постепенным «старением» нефтегазовой промышленности и расширением ее географии задачи промыслово-геологической службы все более усложняются, а требования к ней непрерывно возрастают, следовательно, должны развиваться и совершенствоваться методы исследований.

В ближайшем будущем нефть и газ останутся основой обеспечения энергией народного хозяйства и сырьем нефтегазохимической промышленности. Многогое будет зависеть от успехов в области поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Однако ресурсы углеводородов в природе ограничены. Бурное наращивание в течение последних десятилетий их добычи привело к значительному истощению наиболее крупных и расположенных в благоприятных условиях месторождений. В связи с этим одно из направлений отрасли — углубление уровня переработки нефти в целях обеспечения потребности страны в светлых нефтепродуктах и нефтехимическом сырье.



СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД — аномально высокое пластовое давление
ВНК — водонефтяной контакт
ГДИ — гидродинамические исследования
ГИС — геофизические исследования скважин
ГК — газовый каротаж, гамма-каротаж
ГВК — газоводяной контакт
ГНК — газонефтяной контакт
ГРП — гидроразрыв пласта
ГТК — геолого-технический комплекс
ЗП — затрубное пространство
КВД — кривая восстановления давления
КВУ — кривая восстановления уровня
КИН — коэффициент извлечения нефти
МУН — методы увеличения нефтеотдачи
НГПГ — нефтегазопромысловая геология
НКТ — насосно-компрессорные трубы
НГК — нефтегазоносный комплекс
ПАА — полиакриламид
ПАВ — поверхностно-активные вещества
ПДК — предельно допустимые концентрации
ПЗП — призабойная зона пласта
ПРС — подземный ремонт скважин
ПС — поляризация спонтанная
ППД — поддержание пластового давления
СГПД — сверхгидростатическое пластовое давление
СКО — солянокислотная обработка
УВ — углеводороды
ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства



ГЛАВА 1

КРАТКИЙ ОБЗОР РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ В РОССИИ

Впервые человек обнаружил и начал добывать нефть в ее естественных выходах на поверхность Земли, отсюда пошло ее современное название — от арабского слова «нафта» (вытекать, просачиваться). В глубокой древности славяне называли ее ропанкой, греки — петролеумом. Значение же у этих слов одно — горное или земляное масло. Упоминания о нефти можно найти в дошедших до нас древних рукописях и книгах. Первые сообщения о находках нефти связаны с Ближним Востоком и относятся к 6-му тыс. до н. э. Хорошо известно об использовании нефти в древнем Шумере (за 3 тыс. лет до н. э.). Даже в Библии упоминаются «смоляные ключи» вблизи Мертвого моря.

Применялась нефть для разных целей. В древние времена в качестве связующего вещества вместо цемента в строительстве широко использовался битум, добываемый на месте его выхода на дневную поверхность (в Месопотамии, за много столетий до н. э.). В одном из семи чудес древнего мира (сады Семирамиды) цементирующим средством был битум. Знаменитые, поражавшие современников своей неприступностью укрепления Вавилона и некоторые участки Великой китайской стены были построены также с его применением. За 6000 лет до н. э. люди применяли нефть для освещения и отопления. Так, войска Александра Македонского обнаружили на берегах Каспийского моря следы использования ее в качестве горючей жидкости для светильников. Кроме этого, в древние времена из нефти готовили косметические и лекарственные препараты (смазывали раны). Позднее нефть стали применять в военных целях в качестве одного из компонентов древнего напалма — греческого огня (рис. 1). С ее помощью войска Чингисхана в XIII в. овладели крепостью Бухара, забросав ее горшками с нефтью из катапульт и выпуская горящие стрелы из луков, что привело к многочисленным пожарам.

На территории современной России наиболее ранние случаи добычи и использования нефти связаны с Таманским полуостровом, где ее выходы на поверхность встречались в большом количестве. С 389 г. до н. э. по 375 г. н. э. эта территория входила в состав Боспорского царства — крупнейшего античного государства в Северном Причерноморье. Жители этой крупной древнегреческой, а затем римской колонии использовали нефть для освещения, создания зажигательных смесей, приготовления лекарственных препаратов. О нефтяных источниках Таманского полуострова упоминал и византийский император Константин Багрянородный: «Должно знать, что за городом Таматархою имеется много источников, извергающих нефть... масло этих девяти

источников не одноцветно, но одни из них красные, другие желтые, третьи черноватые» [Об управлении империей, 945].

Многим россиянам известно имя половецкого хана Кончака в связи с упоминанием его в древнерусском литературном памятнике «Слово о полку Игореве» (XII в.), но Кончак оставил свой след и в предыстории российской нефти. Летописные источники свидетельствуют, что в начале XII в. возглавляемые им племена донских и приднепровских половцев в набегах на территорию Древней Руси применяли осадные орудия с «живым огнем», в состав которого входила нефть, добываемая из источников на Таманском полуострове [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

О существовании природного газа человечество также знало много веков назад. Его выходы на поверхность у древних народов именовались «вечными огнями», поскольку замечался лишь тот газ, который горел многие годы. И хотя уже в IV в. до н. э. в Китае его использовали для отопления и освещения, долгое время яркое пламя являлось предметом мистического и религиозного культа для некоторых народов. Например, на Апшеронском полуострове в пос. Сураханы в VII в. был воздвигнут храм огнепоклонников Атешгях, служения в котором проходили вплоть до XIX в. [Рагозин, 1884].

Добывали нефть в древности довольно примитивными способами, один из них — сбор с поверхности открытых водоемов. Кустарная добыча нефти на территории Крыма осуществлялась примерно в 2000 г. до н. э. Первые упоминания об извлечении ее из ям и колодцев на Апшеронском полуострове относятся к VIII в. н. э. (рис. 2). Для этого рыли ямы (копанки) глубиной 1,5–2,0 м, на дно которых просачивалась из пород нефть вместе с водой. Смесь собирали в бочки, закрытые снизу пробками. Когда более легкая нефть всплывала, пробки вынимали и отстоявшуюся воду сливали (по такому принци-

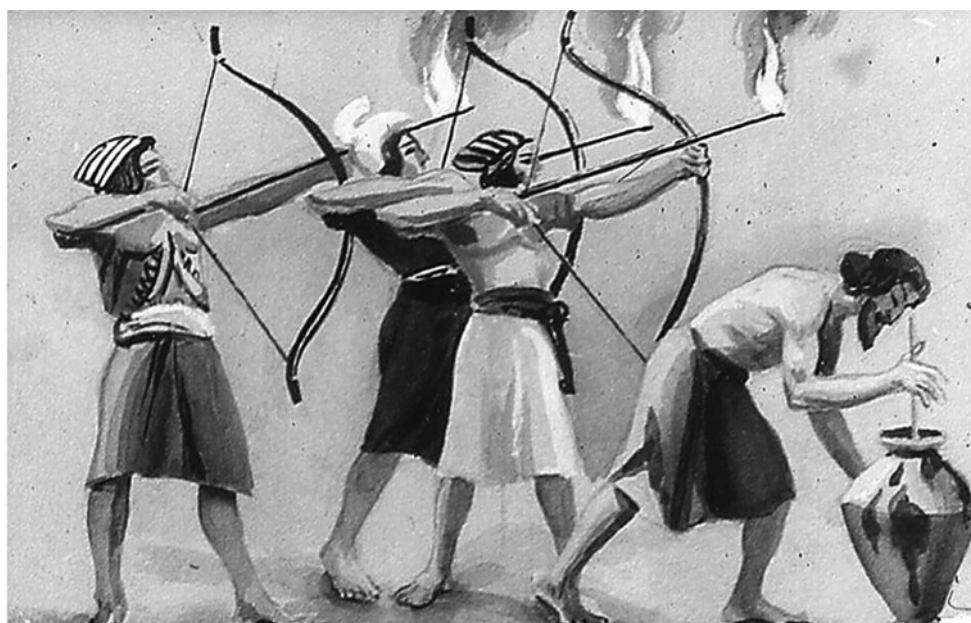


Рис. 1. Использование нефти в военных целях в древности (греческий огонь) [znanio.ru]

пу работают современные устройства для отделения нефти от воды). Первые упоминания о нефтяных колодцах в Европе относятся к 1640 г. К середине XIX в. глубина таких ям достигала 6 м, а позднее нефть стали извлекать из колодцев глубиной ~ 30 м. Ее черпали бурдюками, которые поднимали ручным воротом люди (рис. 3) или животные. Колодезный способ извлечения нефти не менялся многие столетия [Монография бурения..., 1902; Мир-Бабаев, 2012].



Рис. 2. Древний способ добычи нефти из глубоких ям [24smi.org]

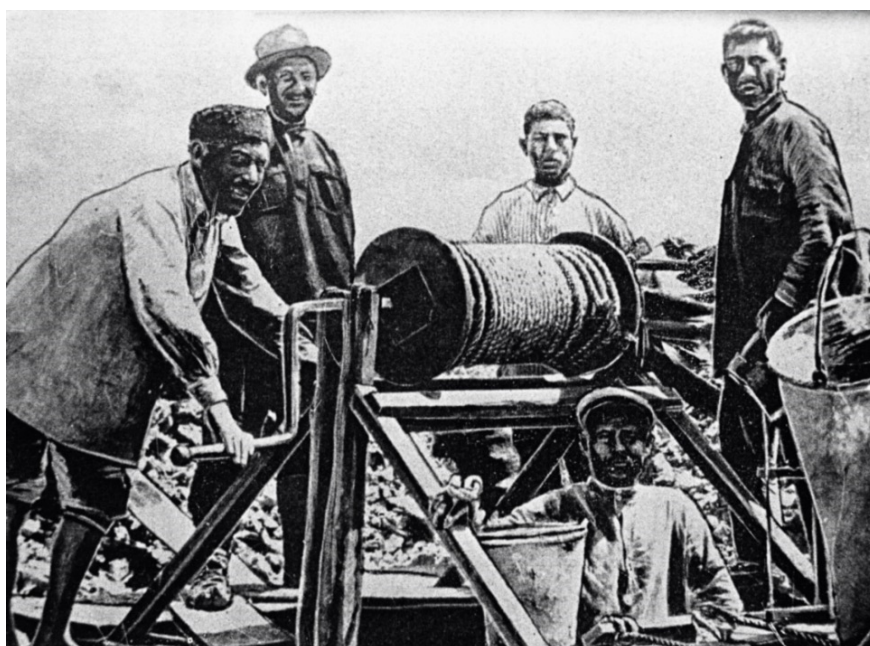


Рис. 3. Колодезный способ добычи нефти [www.gazprom-neft.ru]

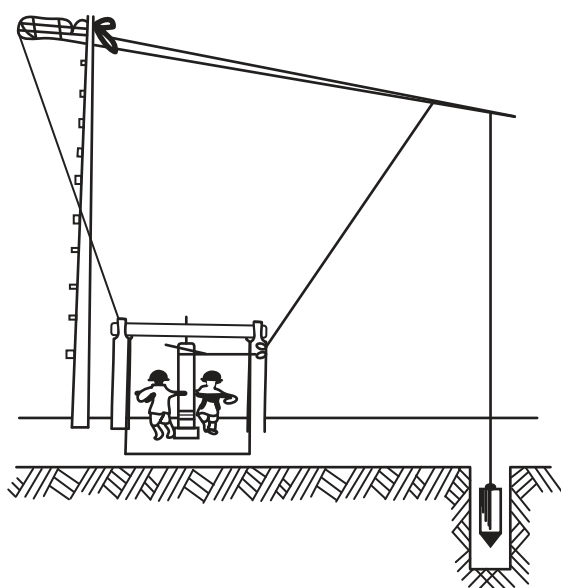


Рис. 4. Ударное бурение
в древнем Китае [vseobureanii.com]

Тем не менее в древности существовали и более современные способы добычи нефти. Так, в Китае с помощью бамбуковых труб бурили примитивные скважины для добычи рассолов. Первые сообщения об этом содержатся в работах философа Конфуция, написанных примерно за 1000 лет до н. э. Для бурения китайцы использовали пружинящую штангу и ручной ударный станок. По-видимому, это были первые в мире скважины диаметром 12–15 см и глубиной до нескольких сотен футов (1 фут = 0,3048 м), с помощью которых добывали соляные растворы. Буровой инструмент (долото и бамбуковые штанги) опускался в скважину на канатах толщиной 1–4 см, свитых из индийского тростника (рис. 4). Иногда при бурении вскрывали залежи нефти и газа. Таким образом в 221–263 гг. н. э. в провин-

ции Сычуань из скважин глубиной ~ 240 м добывали газ, используемый как топливо в устройствах для выпаривания соли. Примерно в 450 г. до н. э. греческий историк Геродот писал о скважинах, из которых добывали асфальт и нефть [Монография бурения..., 1902].

С давних пор на Руси были известны рудознатцы (рудосыщики) — мастера «трубного дела», занимавшиеся поисками полезных ископаемых. Однако история сохранила имена лишь немногих из них: боярин Василий Болотин, сотник Лев Нарышкин, крестьянин Дмитрий Тумашев и даже московский поп Дементий Федоров. О других в документах упоминается еще проще: «татарин с Ницы-реки» или «Невьянской волости крестьяне». Первые сообщения об обнаружении нефти на территории древней Руси историки относят к концу XIV в. Именно тогда на севере, в стране Коми, расположенной в бассейнах р. Печоры и Вычегды, на р. Ухте местные жители находили на водной поверхности огромные масляные пятна, поднимавшиеся со дна. Впервые в Москве об ухтинской «густе» узнали в 1383 г. от миссионера Стефана Пермского, епископа русской православной церкви. В Двинской летописи XV в. есть упоминание о том, что «племя чудь» на р. Ухте собирало «густу» в ямах и использовало ее для смазки и как лекарство. В исторических хрониках периода правления на Руси царя Б. Ф. Годунова сохранились сведения о «горючей воде густе», привезенной в Москву в 1597 г. крестьянами с р. Ухты. Ухтинскую нефть не нужно было искать — она сама поднималась на поверхность, растекаясь по реке радужными пятнами [Надеждин, 2005].

В исторических очерках XVII в. упоминается о выходах нефти на поверхности и в другой части России — Восточной Сибири. Управление обширной восточной территорией Московского государства осуществлял тогда созданный в 1637 г. Сибирский приказ, совмещавший административные, судебные и финансовые функции по руководству сибирскими территориями. В документах приказа имеются сведения, что

на Енисее и у берегов Байкала местные жители собирали «сибирское каменное масло», которое вытекало из скалистых обрывов рек, плавало по озеру и прибывалось ветром к берегам. Применяли его в качестве мази от ломотных болезней и для заживления ран. Жидкость вывозили и в Москву, о чем свидетельствует запись 1650 г. в одной из таможенных книг: «Устьянец Роман Евдеев пришел из Сибири на чужом судне... Кроме мягкой рухляди он привез полфунта масла каменного» [Воробьев, Синченко, 2013]. В этой работе также сказано, что иркутский письменный голова Леонтий Кислянский в 1684 г. обнаружил нефть в районе Иркутского острога. Местные жители собирали ее с поверхности воды и использовали как смазочный материал. Впоследствии сообщалось о новых находках нефти в том же районе, в частности, о таком событии напечатала газета «Ведомости» 2 января 1703 г. Однако среди соратников Кислянского не нашлось никого, кто бы продолжил поиски поверхностных выходов нефти, и таким образом кладовые сибирского черного золота оставались нетронутыми вплоть до середины XX в.

В 1687 г. была опубликована монография известного голландского ученого и государственного деятеля Николаса Витсена «Северная и Восточная Тартария», посвященная описанию Сибири. В своем сочинении автор рассказал о том, что на р. Ухте, в сутках езды от г. Печора, есть место, где из воды выделяется черный жир — нефть. Царь Петр I уже тогда прославился не только своими военными победами и реформами, но и многими новациями. Будучи человеком прозорливым, нефтью он интересовался давно, интуитивно понимая ценность этого природного ресурса для будущего России. В 1717 г. по указанию царя учеными впервые были описаны нефтяные месторождения в районе г. Грозного. Во время Персидского похода после взятия Баку в 1723 г. Петр велел составить описание «всех тамошних нефтяных колодцев». Кроме того, царь обязал свое окружение и чиновников докладывать ему обо всех новых находках нефти на Северном Кавказе, в Сибири и в других регионах необъятной России.

В начале XVIII в. царь Петр I, прочитав книгу Витсена, распорядился найти упомянутый источник нефти. Это было сделано в 1721 г., когда рудознатец из Мезени Черепанов Григорий Иванович в стране Коми нашел «нефтяной ключ» (капельный выход нефти со дна р. Ухты) в Пустозерском уезде. Оценив ценность своей находки, смекалистый мужик отправился в столицу Российской Империи и подал об этом донесение в Берг-коллегию. Об открытии было доложено Петру I. Заинтересованный в организации добычи российской нефти, царь, узнав о находке Черепанова, 5 мая 1721 г. издал специальный Указ. «По указу Великого Государя и по приговору Берг-коллегии по доношению мезенца Черепанова нефтяной ключ... по Ухте речке велеть освидетельствовать и учинить из него пробу... и тою нефтяную пробу прислать в Санкт-Петербурху ради подлинного усмотрения...» [Надеждин, 2005]. По указу царя Черепанову из казны Берг-коллегии на сбор и доставку проб нефти из того «колодезя» было выдано «шесть рублей».

В результате на далеком российском севере появился первый казенный нефтепромысел, на котором работал первый нефтяник России, рудознатец Григорий Черепанов. В 1724 г. в Петербург было доставлено примерно 24 л первой русской нефти из ключа на р. Ухте, образцы которой были отправлены Петром I для изучения в Голландию. По результатам полученных исследований царь издает еще один Указ от 5 октября 1724 г. «...по его императорского величества указу и по согласному Берг-коллегии при-

говору велено на Ухту речку... послать ево, Черепанова, и с ним офицера, дав им подводы и денег... И велено оной нефти начерпать бочку ведер около тридцети и той нефти для пробы прислать в Москву в Обер-бергамт... и велить им... круг того нефтяного ключа... побити сваи и оболочь смоляным полотном и протчее учинить как пристойнее... а сколько в час или в сутки оной нефти один человек может начерпать, оное там велено записывать...» [Надеждин, 2005]. В то время нефть добывалась в небольших количествах из неглубоких колодцев вблизи ее естественных выходов на поверхность. Для ее получения достаточно было расчистить имеющийся выход нефти или заложить рядом с ним колодец. Поскольку промысел располагался на расстоянии более 1000 км от Архангельска, в глухой тайге, продукцию возили только зимой, через р. Ижму, на оленях и лошадях до Архангельска и далее в Москву.

Таким образом, царь Петр внес существенный вклад в обустройство первого в России государственного нефтепромысла. Он выделил финансы, транспорт, людей, организовал исследования по выяснению производительности нефтяного ключа, его возможной эксплуатации и прибыльности. Обязал Берг-коллегию, Обер-бергамт и руководство Архангелогородской губернии оказывать максимальное содействие обустройству промыслов. Все это позволило констатировать наличие на р. Ухте промышленного месторождения нефти, позволяющего обеспечить нефтяные потребности России в XVIII в.

С ростом мощи Российского государства увеличивалась и потребность в разведке земных богатств. Царь Петр I всячески способствовал укреплению государства, в частности, он поощрял и поддерживал российских умельцев, причем нередко выходцев из низших сословий. Петр I фактически заложил основы и дал импульс развитию новой важной отрасли добывающей промышленности России. Именно он расширил сферу применения нефти в России, в том числе для промышленных и военных нужд, а также для иллюминации и освещения не только жилищ, но и улиц. При его участии специалистов-рудознатцев стали готовить в горнозаводских школах — первая из них открылась на Урале в 1721 г. Геологи того времени были специалистами широкого профиля. Они разбирались в геологии, обладали знаниями о методике и технике разведки, добыче полезных ископаемых, выплавке металла, т. е. обо всем, что входило в понятие и круг знаний «горного дела», «горного искусства». Однако после смерти Петра I в 1725 г. интерес к этому делу заметно снизился. Если бы этого не случилось так рано, Россия в начале XVIII в. могла стать экспортером нефти в Европу. Несмотря на все трудности в практической реализации первого нефтяного проекта России и его незначительные масштабы, поддержка государством в лице самого царя способствовала поиску новых месторождений нефти по всей необъятной территории Российской Империи [Надеждин, 2005; Воробьев, Синченко, 2013].

В 1738 г. в Главную артиллерийскую канцелярию поступило заявление от Я. Д. Шаханина об открытии им источника нефти на Волге, ниже г. Симбирска. Пробы нефти в 1741 г. исследовал доктор Амман и дал заключение, на основании которого не была разрешена промышленная разработка источника нефти в этом регионе. В 1753 г. башкирский волостной старшина Надыр Уразметов из деревни Надыровка Уфимского уезда подал в Берг-коллегию прошение об открытии нефтяного завода «подле горы

Сарт-Атв, при которой маленькое озеро, и на нем имеется нефть черная» [Воробьев, Синченко, 2013]. Через год разрешение горного ведомства на строительство «нефтяного завода при вершине реки Камышлы» было получено, и оно продолжалось несколько лет. Однако хозяин успел построить лишь амбар для нефти. Кроме того, количество добываемой жидкости оказалось небольшим: масляные пятна появлялись на поверхности воды лишь иногда. Окончательной причиной прекращения строительства завода в 1757 г. стала болезнь Уразметова. В 1760 г. уфимский купец И. И. Сенеев и волостной старшина Якшимбетов из Оренбургской губернии нашли нефтяной источник около р. Инзер. Позднее об обнаружении нефти на той же реке в горное ведомство сообщили башкирские старшины Урманчи Минлибаев и Якшимбет Урасов. В 1766 г. в Оренбургской губернии в «российских нефтяных озерах» около р. Белой сбор нефти организовал заводчик В. Моргунов.

Не все первые нефтяные проекты России имели коммерческий успех и получили государственную поддержку, однако они способствовали открытию новых месторождений и развитию нефтедобычи в Российской Империи. Позднее известный русский ученый и естествоиспытатель, академик И. И. Лепёхин в рамках реализации программы изучения Русского государства, разработанной М. В. Ломоносовым, в 1770 г. побывал на территории нынешнего Башкортостана. В публикации «Дневные записки» академик описал выходы нефти и асфальта на р. Инзер около башкирской деревни Султангул-Сотников и нефтепроявления на берегу р. Белой в Ишимбайском районе. В верховьях р. Белой, в устье р. Тайрук, в пяти верстах от деревни Кусяпкулово, Лепёхин обнаружил естественный «ключик» нефти [Стрелков, 2012].

Первые достоверные сведения о переработке нефти в России относятся к середине XVIII в. В 1745 г. купец Набатов запустил на р. Ухте установку по очистке («передваиванию») нефти. Он добывал ее в ямах и колодцах, которых насчитывалось до сорока, очищал и поставлял в Москву в виде керосина для медицинских нужд (до тысячи пудов в год), а сырую нефть продавал за границу. После смерти Набатова завод сгорел, и эксплуатация месторождения временно прекратилась. Продолжателем этого дела стал русский рудоискатель, из «раскольников», житель Архангельска Прядунов Федор Саввич, который в 1746 г. на р. Ухте построил еще один нефтяной завод. Г. Черепанов оставил ему свой нефтяной ключ, хорошо освоенный к тому моменту, и обжитое место с жилым домом. Добыча нефти производилась следующим образом: «...над нефтяным ключом был выстроен небольшой сруб полуметрового колодца, из которого черпали нефть. Местные крестьяне еще ранее собирали ее с поверхности воды обычным веником из полыни, как сливки с молока...» [Стрелков, 2012]. На заводе Прядунов получал очищенный нефтепродукт светло-желтого цвета типа керосина. В качестве лекарства его продавали в аптеках Москвы и Петербурга, а в смеси с растительным маслом применяли как лампадное масло.

Таким образом, Прядунов организовал кустарный нефтеперерабатывающий промысел на севере России, «при малой реке Ухте». Собрав с речной поверхности 40 пудов нефти, Прядунов в 1748 г. доставил их в Москву. Там в лаборатории Государственной Берг-коллегии была осуществлена перегонка нефти, в результате которой был получен керосиноподобный нефтепродукт. Как писал сам Прядунов, «...получено маслянистое

вещество — один черен и густ, а другой желт, чист и жидок... Желтое во всем подобно каменному маслу, которое мы из Италии получаем, сходственно, токмо что в малейших частях друг от дружки различены суть...» [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013]. Далее в письме отмечалось высокое качество «передвоенной нефти» (перегнанной) по сравнению с итальянским «каменным маслом». Позднее на нефтепромысле Прядунова нефть не только добывалась, но и подвергалась перегонке с получением осветительного масла, близкого по качеству к современному керосину. Это был первый в мировой практике нефтеперегонный завод. К сожалению, судьба Ф. С. Прядунова сложилась трагично — за неуплату десятинного налога на добытую нефть в сумме 35 рублей его посадили в долговую тюрьму, где в 1753 г. он умер. В дальнейшем у предприятия сменилось нескольких владельцев, а затем оно пришло в запустение и развалилось. Следующий такой завод построили крепостные крестьяне братья Дубинины только в 1825 г. (г. Моздок), а в 1837 г. — горный инженер Н. И. Воскобойников (вблизи Баку) [Стрелков, 2012; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Присоединение к России в начале XIX в. Бакинского и Дербентского ханств с их богатейшими нефтяными ресурсами оказало большое влияние на развитие нефтяной промышленности страны в последующие годы. Количество добываемой черной нефти на Кавказе тогда составляло 3930 т/год, а белой — только 41. Черную нефть хранили в погребях, а белую — в глиняных кувшинах и зарытых в землю каменных сараях. Извлекалась нефть в основном из колодцев, в которых она накапливалась естественным путем. Оттуда ее черпали бурдюками, поднимая на поверхность воротом вручную или с помощью лошадиной тяги (в 1825 г. из 120 колодцев было добыто 4126 т нефти, в 1862 г. уже из 220 — 5480 т). Появившийся спрос на продукты перегонки нефти требовал их производства, а следовательно, и развития добычи. В первой половине XIX в. это осуществлялось преимущественно вблизи Баку. В 1840 г. бакинская нефть была отправлена для исследований в Петербургскую академию наук, откуда поступил следующий «поучительный» ответ: «Это вонючее вещество пригодно только для смазки колес и телег» [Воробьев, Синченко, 2013]. И это неудивительно, поскольку в этом почтенном заведении преобладали лица с иностранными фамилиями, которые приехали в Россию только за чинами, званиями и деньгами, поэтому им были глубоко безразличны интересы России.

В середине XIX в. американцы начали получать из нефти осветительное масло (керосин), которое широко использовалось в Европе и России. При разгонке нефти долгое время не находили применения жидкая фракция (бензин) и густая грязно-черная жидкость — мазут (с араб. 'отброс'). Асфальт впервые использовали в России в 1839 г., когда им покрыли 45 погонных саженьей, а также часть дамбы Тучкова моста в Петербурге. В то время стоимость 1 м² асфальтового покрытия составляла 14 рублей. Можно посчитать, во сколько обошлась государству эта асфальтированная дорога. Первый завод в России, производивший асфальт и другие битумы, был открыт архитектором И. Ф. Буттацом в 1873 г. Уже через три года московская дума выделила 50 тыс. рублей на дорожное покрытие Тверской улицы [Рагозин, 1884].

Толчком к развитию нефтедобычи в середине XIX в. послужило изобретение керосиновой лампы, которое позволило увеличить трудовой день. Рост потребления керосина, получаемого перегонкой из нефти, привел к необходимости ее добычи в про-

мышленных масштабах. Одним из факторов, сыгравших решающую роль в развитии нефтегазовой промышленности, было применение бурения, позволившего извлекать нефть и природный горючий газ в значительных количествах с больших глубин. Многие страны связывают рождение своей нефтяной отрасли с бурением первой скважины, давшей промышленную нефть. Так, в Румынии отсчет ведется с 1857 г., в Канаде — с 1858 г., в Венесуэле — с 1863 г. Официальной датой начала промышленной добычи нефти в российской империи принято считать 1848 г. — бурение первой скважины на Апшеронском полуострове. Уже в 1869 г. там было открыто Балаханы-Сабунчи-Раманинское месторождение нефти, в 1871 г. — Биби-Эйбат, Сураханы, а к 80-м гг. XIX в. количество получаемой в России нефти составляло половину мировой добычи. В США первая нефтяная скважина глубиной 22 м была пробурена в Пенсильвании Эдвардом Дрейком в 1859 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности страны [Трошин, 1958].

В России вращательное бурение было впервые по-настоящему применено в 30-х гг. XIX в. при поисках нефти на Кубани. Добыча ее в то время осуществлялась по-прежнему из колодцев, поскольку извлечение через скважины из-за отсутствия мощных насосов, надежных труб и другого оборудования было тогда практически невозможно. Поэтому сначала бурили скважину, а при появлении признаков нефти на ее месте рыли колодец. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку, «буравом вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходил и по вынятию оного, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинали копать четырехугольную яму» [Монография бурения..., 1902].

В 1844 г. член Совета Главного Управления Закавказского края В. Н. Семенов по совету управляющего бакинских и ширванских нефтяных и соляных промыслов горного инженера Н. И. Воскобойникова направил своему руководству рапорт, где писал о необходимости «...углубления посредством бура некоторых колодцев... и произведения вновь разведки на нефть также посредством бура между балаханскими, байбатскими и кабристанскими колодцами». [Монография бурения..., 1902]. В 1846 г. министерство финансов выделило необходимые средства и ударным способом были начаты буровые работы на побережье Каспийского моря вблизи Баку. В одной из скважин на глубине 21 м были обнаружены признаки нефти, но так как ее приток был небольшим, то об этом вскоре забыли. Тем не менее это была первая нефтяная скважина в мире. В 1869 г. на Апшеронском полуострове из скважины вырвался с сильным шумом мощный фонтан газа, вместе с которым вылетал песок с обломками камней. Вероятно, скважина вошла в залежь с большим пластовым давлением. Такое объяснение можно дать сейчас, имея опыт работы с фонтанирующими скважинами, а тогда, во время первого взрыва, подобное явление вызвало только ужас и было списано на нечистую силу. Бурение на Апшероне и в других местах было полностью прекращено, и нефтяники вернулись к рытью колодцев лопатой, а следующую скважину начали бурить только в 1872 г. [Тараканова, 2008].

Добыча нефти из колодцев велась также на юге России (Кубань и Тамань). В 50-х гг. XIX в. здесь за год добывали 1000–3000 ведер «черного золота». С приходом на Кубань казаков таманскую нефть стали использовать для нужд Российского флота и Чер-

номорского казачьего войска. Длительное время добыча нефти являлась убыточным занятием, что объяснялось узкой сферой ее бытового и промышленного применения. Лишь после изобретения керосиновой лампы в 1853 г. спрос на нефтяное топливо вырос многократно. Датой рождения собственно российской нефтяной промышленности принято считать 1864 г., который ознаменовался переходом от ручного привода станков для бурения нефтяных скважин к машинному.

Механический ударный способ впервые разработал и применил полковник, инженер Ардалион Николаевич Новосильцев, который начал бурить первые скважины на нефть глубиной несколько десятков метров вблизи Анапы. Однако большинство скважин оказались сухими, лишь некоторые из них дали нефть, и приток ее был невелик, так что об окупаемости не могло быть и речи. Следует кратко остановиться на незаурядной личности этого человека. Сын сенатора из известного дворянского рода Апраксиных, блестящий гвардейский офицер, у которого было все: деньги, положение в обществе, близость к престолу. Однако интерес к нефти и дух поиска оказались сильнее. Человек идеи, смелый, рискованный, ищущий новое — такие люди во все времена двигают человечество вперед. В конце 1850-х гг. он был назначен чиновником особых поручений при Министерстве внутренних дел — своего рода знак высшего доверия. Неоднократно бывая на Кубани, Новосильцев заинтересовался нефтеносными участками, на которых кустарным способом велась добыча нефти из колодцев и ям.

Согласно законодательству того времени, кадровые офицеры не имели права лично заниматься предпринимательской деятельностью. Тем не менее Ардалион Николаевич добился того, что для него было сделано исключение в виде императорского указа. По тем временам подобный поворот судьбы выглядел странным. Аристократ, владелец большого состояния, человек востребованный вдруг решает заняться туманным нефтяным прожектом. В августе 1865 г. по рекомендации горного инженера Ф. Г. Кокшуля он начал бурение пяти скважин в районе притока Кубани — р. Кудако, недалеко от Анапы (Крымский район Краснодарского края), в результате чего были получены значительные притоки нефти, две скважины даже фонтанировали, давая в первые дни ~ 3 т/сут. А в феврале 1866 г. из скважины № 1 с глубины 37,6 м ударил мощный нефтяной фонтан — его высота доходила до 5 м, а средний дебит составлял более 20 т/сут. Еще более впечатляющими были результаты в конце марта, когда скважину углубили до 74 м и получили фонтан с максимальным дебитом 180 т/сут. Это событие имело большой резонанс, о нем писали в газетах и даже докладывали императору.

Дальнейшая судьба Новосильцева сложилась трагично. Вдохновленный полученным результатом, он развернул дело на широкую ногу — организовал масштабные разведочные работы, начал строить нефтеперегонный завод недалеко от Тамани. Вскоре у него начались серьезные финансовые трудности. С чем только не пришлось столкнуться Новосильцеву: попытки ареста имущества, назначение специального попечительства для управления делами, неурядицы с земельными правами. Надеясь получить отсрочку по кредитам, он обратился в октябре 1878 г. за поддержкой к царю Александру II. Однако жизненные невзгоды подорвали его здоровье, и через два месяца он скоропостижно скончался, а все работы на Кубани были свернуты. Главным местом действия нефтяной лихорадки было суждено стать совсем другому району Российской

Империи — Баку. Тем не менее много лет спустя история Новосильцева стала считаться отправной точкой для отечественной нефтяной промышленности [О разведках нефти..., 1866].

Таким образом, первый опыт бурения в нашей стране не получил развития. Нефть добывалась в небольших количествах, в основном из неглубоких колодцев вблизи ее естественных выходов на дневную поверхность. Из-за несовершенства техники создания горных выработок нефтяной пласт обычно не удавалось вскрыть на полную мощность, и она составляла 1–3 м. Каких-либо принципов разработки месторождений не было. Оценка нефтеносности земель производилась отдельными лицами и нередко носила спекулятивный характер. К добыче нефти из скважин длительное время относились скептически, полагая, что если ее сечение меньше, чем у колодца, то и приток нефти к скважинам будет существенно хуже. При этом не учитывалось, что глубина скважин значительно больше, а трудоемкость их сооружения меньше. Так, в 1872 г. на Апшеронском полуострове, который являлся в то время основным регионом добычи нефти, было пробурено всего две скважины, в 1873 г. заложено еще пять, тогда как количество нефтяных колодцев превышало 1000.

Ситуация начала меняться после отмены в 1872 г. откупной системы распределения нефтяных участков, давшей мощный толчок развитию отечественной нефтяной промышленности. В ходе первых торгов в декабре 1872 г. казенные нефтяные участки были распроданы нескольким десяткам предпринимателей и товариществ, среди которых следует отметить «Закаспийское торгово-промышленное товарищество» В. А. Кокорева и П. И. Губонина. В 1874 г. оно было преобразовано в первую в мире акционерную нефтяную компанию — «Бакинское нефтяное общество», имевшее собственные промыслы, перерабатывающий завод и флот для транспортировки нефтепродуктов.

Привлечение в нефтяную промышленность акционерного капитала создало основу для ее технического перевооружения. В развитие отрасли в России значительный вклад внесли братья Нобель. В 1879 г. вблизи Баку начало функционировать «Товарищество производства нефти братьев Нобель». Было решено подготовить необходимую инфраструктуру, прежде чем наращивать добычу нефти. Компания создала свою сеть по перевозке и реализации «черного золота», в которую вошли нефтепроводы, вагоны-цистерны, нефтебазы с проложенными к ним железнодорожными путями, причалы с танкерами для перевозки нефти морским путем. Кроме нефтепереработки, компания наладила собственное производство серной кислоты и кальцинированной соды. Развитие промышленного производства в конце XIX в. привело к увеличению спроса на нефть и нефтепродукты и, соответственно, стимулировало совершенствование добычи. Следует отметить, что до первой мировой войны по промышленной нефтедобыче Россия опережала другие страны [Тараканова, 2008].

В 1859 г. Г. Д. Романовский впервые механизировал работы, применив паровой двигатель для бурения скважины вблизи Подольска. На нефтяных промыслах около Баку первые паровые машины появились в 1873 г., а через 10 лет они почти повсюду заменили конную тягу. Со второй половины XIX в. спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием промышленности,

требовавшей большого количества смазочных веществ и более сильных, чем сальные свечи, источников света.

Первый мощный нефтяной фонтан в пос. Балаханы ударил в 1873 г. на участке Халафи. При эксплуатации скважин нефтепромышленники стремились перевести их в режим фонтанирования, так как это был наиболее легкий и дешевый способ добычи. В 1887 г. 42 % нефти на Апшеронском полуострове было добыто фонтанным методом. Форсированный отбор нефти из скважин приводил к быстрому истощению продуктивных слоев, а остальная (большая) ее часть оставалась в недрах. Кроме того, из-за недостаточного количества хранилищ значительные потери нефти происходили уже около скважин. Так, в 1887 г. фонтанами было выброшено 1088 тыс. т нефти, а собрано всего 608. На площадях вокруг скважин накапливались обширные нефтяные озера (рис. 5), в которых при испарении терялись наиболее ценные легкие фракции. Выветрившаяся нефть становилась малопригодной для переработки и сжигалась.

Число пробуренных скважин на нефтяных промыслах в конце XIX в. стремительно росло. Так, вблизи Баку в 1873 г. их было 17, в 1885 г. — 165, в 1890 г. — 356, в 1895 г. — 604, а к 1901 г. — уже 1740. Одновременно увеличивалась их глубина: если в 1872 г. она составляла 55–65 м, то в 1883 г. — 105–125 м, а к концу XIX в. достигла 425–530 м. При этом скважины в районе г. Грозного бурились ударно-канатным способом, заимствованным у американцев и более подходящим для местных геологических условий, так как нефтесодержащие породы здесь были плотными и твердыми. Пер-



Рис. 5. Нефтяные озера на промыслах XIX в. (Апшеронский полуостров)
[Мир-Бабаев, 2012]

вая в России скважина на нефть, пройденная вращательным способом, была закончена лишь в 1911 г.

Выходы природного газа на поверхность земли использовались человеком с незапамятных времен. Позднее нашел применение природный газ, получаемый из колодцев и скважин. В 1902 г. около пос. Сураханы вблизи Баку была пробурена первая скважина, давшая промышленный газ с глубины 207 м [Глушков, 1912; Мир-Бабаев, 2012].

Добыча нефти из скважин, давление в которых было недостаточным для фонтанирования, производилась с помощью цилиндрических ведер (желонки) длиной до 6 м. В их дне был установлен клапан, открывающийся при движении ведра вниз и закрывающийся под весом извлекаемой жидкости при ее подъеме. Такой способ называется тартанием, в 1913 г. с его помощью добыли 95 % нефти. Однако тартание трудоемко и малорентабельно, поэтому проводились опытно-методические работы по его усовершенствованию. Огромный вклад во внедрение новых технологий в нефтяную промышленность России внес Владимир Григорьевич Шухов, выдающийся русский и советский ученый, инженер. В 70-е гг. XIX в. на промыслах в Баку он предложил компрессорный способ добычи нефти путем подачи в скважину сжатого воздуха (эрлифт), который оказал большое влияние на развитие всей отрасли.

Другой способ (газлифт) предложил М. М. Тихвинский в 1914 г. На рубеже веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания, внедрение которых способствовало бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности. Стремительный ее рост в России привел к тому, что уже в конце XIX в. к отрасли стали проявлять интерес крупные зарубежные инвесторы, в том числе известные финансисты Ротшильд и Рокфеллер. К началу XX в. на Апшеронском полуострове в нефтяной промышленности действовали 167 предприятий, из которых 55 принадлежало армянским предпринимателям, 49 — азербайджанским, 21 — русским, 19 — иностранным, 17 — еврейским, 6 — грузинским. Среди владельцев крупных и средних предприятий преобладали армянские и русские нефтепромышленники. Местные азербайджанские компании были в основном средних и малых размеров.

В 1900 г. из 20 млн т добытой нефти на долю России приходилось 10,6 млн т, США — 8,6, других государств Европы, Азии и Латинской Америки — 0,8 млн т. Динамика развития добычи на рубеже двух столетий в России была ~ 10 % в год. Если в 1860 г. было получено всего 4 тыс. т, то в 1864 г. — 9 тыс. т, в 1890 г. — 3,8 млн т, в 1901 г. — 11,5 млн т (90 % добыто на бакинских промыслах), что составляло 50 % мировой добычи. Во время первой мировой войны добыча нефти снизилась до 8,8 млн т [Трошин, 1958]. Однако российские нефтепромыслы в Азербайджане сохраняли свои лидирующие позиции в нефтедобыче России до середины XX в.

Важнейшую роль в развитии методики геологоразведочных работ на нефть и газ сыграла антиклинальная теория формирования их залежей, согласно которой единственной силой, продвигающей нефть к забоям скважин, могла быть сила упругости газа, растворенного в нефти. Считалось, что влияние работы каждой скважины может распространяться в пласте на очень небольшое расстояние. Однако широкое практическое использование антиклинальной теории в России началось лишь после национализации нефтяной промышленности (1921 г.). Большая заслуга в этом академика И. М. Губки-

на, создавшего и возглавившего советскую школу геологов-нефтяников. С тех пор как была установлена приуроченность залежей УВ к антиклинальным складкам и куполовидным поднятиям, выявление и детальные исследования этих форм, а также изучение тектонического строения нефтегазоносных территорий приобрели решающее значение при поисках нефти и газа.

В работах крупных ученых и инженеров рубежа XIX и XX вв. содержатся элементы методики подсчета запасов, основ промышленной разведки и эффективной технологии добычи нефти. Так, в 1888 г. геолог А. М. Коншин впервые подсчитал запасы нефти объемным методом. В начале 90-х гг. он по статистическим данным об изменении дебитов скважин во времени определил запасы четырех площадей Бакинского района. Эта работа заложила основу для построения им кривых падения дебитов и использования их при расчетах будущей добычи (так называемый метод кривых). В США подобные кривые для калифорнийских месторождений нефти были предложены Р. Арнольдом и Р. Андерсоном в 1908 г.

В 1905 г. И. Н. Стрижев подсчитал объемным методом запасы нефти в Грозненском районе. В 1910–1912 гг. были опубликованы работы по Майкопскому нефтяному району И. М. Губкина, который впервые объяснил механизм образования рукавообразных ловушек и ввел понятие стратиграфических залежей нефти. Ему же принадлежит приоритет в создании в этот период метода построения структурных карт, в том числе наклонных. С. И. Чарноцкий (1910–1917 гг.) усовершенствовал метод кривых, предложив расчет начальных дебитов скважин в зависимости от средней степени уплотнения их сети. К этому периоду относятся и первые геофизические исследования скважин. В 1906–1916 гг. Д. В. Голубятников производил измерения температуры пластов более чем в 300 нефтяных скважинах Азербайджана и Дагестана. Он впервые установил возможность использования геотермии для решения некоторых нефтепромысловых задач [Коршак, Шаммазов, 2005].

Первая мировая и гражданская войны нанесли огромный ущерб нефтяной отрасли. В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн т, т. е. около 41 % от уровня 1913 г. Только к 1928 г. Россия достигла уровня добычи нефти 1901 г. (11,5 млн т). Многие нефтепромыслы были разрушены, оборудование вывезено за рубеж. После гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из главных задач страны. Уже в первые годы после национализации нефтяной промышленности (1921 г.) в результате резкого повышения объемов разведочного бурения были открыты новые высокопродуктивные объекты как в Бакинском, так и в других районах, значительно выросла глубина добывающих скважин. Все это обеспечило увеличение добычи нефти в стране. В тот же период началось создание научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений. В 1921 г. приступил к теоретическим и экспериментальным исследованиям академик А. С. Лейбензон — основатель советской школы нефтяной подземной гидравлики.

В 1920-е гг. грозненскими геологами Н. Т. Линдтропом, В. М. Николаевым, М. Г. Танасевичем, М. М. Чарыгиным, С. Н. Шаньгиным и др. были опубликованы работы, способствовавшие ускоренному развитию представлений об условиях залегания и извлечения нефти из недр. Ими было установлено, что главной силой, движущей нефть к забоям

скважин в наиболее продуктивных пластах грозненских месторождений, является напор краевых вод и что газ в пластовых условиях растворен в нефти и существенной роли, вопреки гипотезе Бриггса, не играет [Нефть страны Советов..., 2005].

Важнейшим событием было Всесоюзное совещание 1925 г. по вопросам охраны и рационального использования нефтяных залежей. На нем М.В. Абрамович впервые в мире поставил вопрос о рациональной системе разработки нефтеносного пласта-резервуара как отдельного эксплуатационного объекта. В 1927 г. он опубликовал первую классификацию известных к тому времени систем разработки нефтяных месторождений.

С 1924 г. в стране начинаются систематические работы по подсчету запасов нефти в основных добывающих районах страны. В 1925 г. была организована специальная комиссия Геологического комитета по созданию эффективной классификации запасов нефти. В 1927 г. М.В. Абрамович впервые рекомендовал выделять в классификации категории запасов по степени их разведанности. Этот вариант в 1928 г. был утвержден Геологическим комитетом в качестве временного. В 1932 г. И.М. Губкин предложил классификацию, которая была положена в основу оценки запасов нефти и газа при составлении планов развития отрасли (действовала до 1942 г.). С 1929 г. для изучения разрезов скважин стали применять геофизический метод определения кажущегося сопротивления пород. Первые же результаты показали его высокую эффективность. В 1931 г. советскими геофизиками и сотрудниками фирмы «Шлюмберже» был разработан второй метод электрометрии скважин — потенциалов собственной поляризации пород. Эти два метода позволили составлять непрерывные геологические разрезы скважин. С этого времени скважинная геофизика начинает быстро развиваться, повышается ее роль в изучении геологических разрезов.

Весной 1930 г. комиссия под руководством И. М. Губкина, рассматривая вопросы разработки Новогрозненского месторождения, сделала ряд выводов об активной роли высоконапорных пластовых вод, о существовании гидравлической связи между областями разработки пласта и его питания, несмотря на то, что они расположены на значительных расстояниях друг от друга. В итоге были заложены основы современных представлений о режимах нефтяных и газовых залежей. Следует отметить, что в это время была найдена нефть между Волгой и Уралом в Верхнечусовских Городках (Пермская область). Запасы ее оказались малыми, и общая добыча составила всего 280 тыс. т. В 1936 г. началась добыча нефти на Краснокамском, а затем Северокамском нефтяных месторождениях. В г. Краснокамске был построен нефтеперерабатывающий завод. За годы войны краснокамские нефтяники добыли 904 тыс. т нефти, продукты переработки которой полностью шли на фронт [Стрелков, 2012].

В начале 1930-х гг. В.П. Яковлев внес предложения по исследованию скважин и пластов. В частности, он указал на необходимость учета сжимаемости жидкости в пластовых условиях. В 1933 г. под редакцией М. В. Никитина вышел первый учебник «Нефтепромысловая геология» для вузов, в котором были систематизированы основные направления и задачи этой отрасли. В 1933 г. в Баку проходил I Всесоюзный съезд ВНИТО нефтяников, в выступлениях которых были представлены элементы системного подхода к решению задач нефтегазопромысловых геологий (НГПГ). Так, В. М. Николаев предложил при изучении режимов нефтяного пласта рассматривать его как неко-

торое пространство, в котором происходит ряд взаимодействующих физических явлений, создающих определенные условия продвижения нефти к забоям скважин.

В середине 1930-х гг. В. М. Барышев и А. Н. Снарский в АзНИИ, А. А. Болтышев и Т. А. Михайлов в ГрозНИИ сконструировали «опытные пласты» (модели), на которых изучались законы фильтрации негазированной и газированной жидкости, взаимодействия скважин, изменения коэффициентов продуктивности и т. п. В результате начатых в 1935 г. исследований в ГрозНИИ была разработана гидравлическая теория пластовых водонапорных систем, подвергнута критике точка зрения существования постоянно-ограниченного радиуса влияния скважины, изучены особенности работы скважин при различных формах и размерах контура области питания. В 1937 г. М. А. Жданов и С. В. Шумилин впервые подсчитали запасы газа в СССР. Кроме объемного ими был использован метод подсчета по падению давления. В. Н. Щелкачевым (1936–1939 гг.) была создана новая теория взаимодействия скважин, а также изучены особенности различных систем их расстановки [Нефть страны Советов..., 2005].

Важнейшим событием 1930-х гг., переломным в развитии НГПГ, было Всесоюзное совещание нефтяников 1938 г. в Баку. Принятые на нем решения послужили основанием для организационной перестройки геологической службы на промыслах, предусматривающей ее обязательное участие в разбуривании и эксплуатации месторождений и ответственность за эти процессы. Интенсивное развитие гидродинамической теории, повышение технической вооруженности нефтедобывающей промышленности и совершенствование методов исследований скважин и пластов обусловили увеличение требований к промысловому геологу, что сопровождалось расширением его функций. Теперь он принимал активное участие в решении: вопросов заложения скважин и геологического контроля за их бурением, освоением и эксплуатацией; проблем рациональной разработки нефтяных залежей, подсчета запасов, геологической интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин; вопросов планирования нефтедобычи. Все это определило формирование нефтепромыслового геолога нового профиля, существенно отличающегося от геолога-поисковика. В обязанности промыслового геолога были включены: выбор режима эксплуатации нефтяных горизонтов и контроль за его выполнением; организация наблюдений за взаимовлиянием скважин, разработкой мощных горизонтов, подразделяемых на эксплуатационные объекты; контроль за изменением пластового давления; учет добычи нефти, газа и воды по каждой скважине; контроль за проведением замеров буферного, затрубного, трапного давления и решение ряда других вопросов по наблюдению за эксплуатацией скважин и пластов.

Растущие потребности нефтепромысловой отрасли стимулировали развитие начавшихся в предшествующие годы исследований по разработке нефтяных объектов, совершенствованию методов получения геологической информации, ее анализа и обобщения, все это способствовало увеличению добычи нефти. Так, в 1928 г. она составила 11,6 млн т, а в 1930 г. уже 18,5. В 1932 г. Россия занимала 2-е место в мире по добыче нефти (22,3 млн т) после США, что составляло 19,5 % от мировой добычи. В 1940 г. в СССР было добыто 31,1 млн т нефти, из которых 71 % — на Апшеронском полуострове. Добыча нефти в Волго-Уральском регионе в этот год составляла всего 1,8 млн т и была сосредоточена в Башкирии [Стрелков, 2012].

Нефтяная промышленность СССР конца 30-х гг. была высокоразвитой отраслью экономики. В 20-е гг. была решена проблема подготовки квалифицированных кадров — к 1930 г. грамотные работники азербайджанской нефтяной промышленности составили 80 %. Открытие в 1932 г. Ишимбайского нефтяного месторождения послужило мощным толчком для дальнейшего широкого развертывания поисково-разведочных работ в Волго-Уральской провинции. К началу 1941 г. в регионе было открыто 14 месторождений нефти: Ишимбайское, Краснокамское, Новостепановское, Северокамское, Полазненское, Бугурусланское, Сызранское, Туймазинское, Яблонный Овраг и др. Накануне Великой Отечественной войны, в 1941 г., в Советском Союзе было добыто 33 млн т нефти.

Война помешала развитию нефтяной отрасли России, в результате чего нефтедобыча значительно сократилась — до 19 млн т в 1945 г. Однако армию и тыл в годы войны необходимо было обеспечить горюче-смазочными материалами, мазутом и т. д. В связи с разворачивающимися военными действиями в нефтяных районах страны и вблизи них (Северный Кавказ) необходимо было срочно законсервировать или уничтожить эксплуатационные скважины — не допустить к ним врага. В короткие сроки было вывезено все оборудование, инструмент, строительные механизмы, геологический материал, откомандированы практически все геологи и частично инженеры и рабочие разных специальностей [Нефть страны Советов..., 2005].

В начале войны объем поисково-разведочных работ значительно сократился, и они велись в основном в Урало-Поволжье, Западном Казахстане (Эмбинская область) и республиках Средней Азии. Для решения проблемы снабжения топливом было решено перебазироваться в необжитые восточные нефтяные районы для форсирования там добычи нефти. В такой тяжелой обстановке были не только приняты меры максимального увеличения добычи из действующих месторождений на Востоке, но и срочно развернуты широкие разведочные работы по поиску новых крупных залежей. Основной упор делался на Волго-Уральский регион, который должен был давать больше бензина, аммиачной селитры, азотной кислоты и толуола. В связи с этим около половины всех буровых мастеров, вывезенных из Азербайджана, были направлены в Куйбышевскую область. Первая промышленная нефть была получена в Татарии лишь в 1944 г., и ее добыча составила 4200 т/год, в 1945 г. она выросла до 7000. Вводились в разработку ранее открытые, но пока находившиеся в резерве месторождения. В 1944 г. были выявлены крупнейшие залежи нефти в девонских толщах Туймазинской площади и ряд объектов в Куйбышевской области. В военные годы в Волго-Уральской провинции обнаружено 20 месторождений нефти и газа. Благодаря этим мероприятиям почти половина нефти в РСФСР добывалась в этом регионе [Нефтегазовый комплекс..., 1995].

Для советского нефтяного хозяйства в годы войны было характерно сочетание как новых, так и давно забытых старых технологий. Так, на ряде промыслов возродилось тартание, сильно вырос удельный вес примитивной фонтанной добычи. Было ускорено внедрение новых способов добычи — проводились опыты по закачке в нефтяные пласты воды и воздуха, наклонно-направленного турбинного бурения для прохождения крепких пород, характерных для Волго-Уральского региона. В годы войны приступили к эксплуатации чисто газовых месторождений в районе Бугуруслана и Саратова (ранее

газ добывался лишь попутно с нефтью). Газ использовался как топливо для промышленных предприятий и электростанций. Были построены местные газопроводы для снабжения нефтеперерабатывающих заводов топливом. Несмотря на то, что по сравнению с довоенным периодом были снижены нефтедобыча и объем геологоразведочных работ, нефтяная промышленность сумела добиться высоких результатов [Нефтегазовый комплекс..., 1995].

Считается, что именно во время войны произошли те сдвиги в нефтедобыче, которых никак не удавалось добиться в 1930-е гг. При этом существенно изменилось соотношение между разведочным и эксплуатационным бурением, и эти тенденции сохранились в последующие годы. За время войны выросли объемы геофизических методов разведки, что способствовало открытию новых залежей. Только в 1945 г. геологическими методами выявлено 63 структуры, геофизическими — 32. За 1941–1945 гг. объем поисково-разведочного бурения составил ~ 1900 тыс. м, что в 1,5 раза превысило объем разведочного бурения за 1936–1940 гг. Оно проводилось в 25 районах страны, в основном на востоке. За время войны были пробурены 1374 разведочные скважины, с помощью которых открыто 47 месторождений нефти и газа.

Проводились различные химические, термические и другие мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов. Первые промышленные опыты по нагнетанию воды в нефтяные пласты для поддержания пластового давления были начаты в 1943–1944 гг. на промыслах Доссор и Макат (Казахстан). Нагнетательные скважины были выбраны из числа бездействующих и малодебитных эксплуатационных. Закачка воды в пласт дала обнадеживающие результаты. В 1944 г. впервые в нашей стране на Туймазинском месторождении было осуществлено законтурное заводнение. В это же время для интенсификации добычи нефти была начата закачка воздуха в нефтяные пласты. Так, на Краснокамском месторождении это давало дополнительно 12 тыс. т нефти в год. Для увеличения нефтеотдачи пластов применялась и химическая обработка скважин. Искусственные методы воздействия на пласт, зародившиеся в годы войны, стали широко применяться в послевоенный период. На месторождениях, нефтеносные горизонты которых сложены из карбонатных пород, применяется солянокислотная обработка скважин. Под действием кислоты карбонатные породы растворяются и образуют каналы и трещины, которые способствуют уменьшению сопротивления продвижению нефти в призабойной зоне скважины и увеличению добычи нефти [Нефтегазовый комплекс..., 1995].

Установление важной роли геологических данных в проектировании разработки месторождений нефти и газа отразилось на дальнейшем развитии промыслово-геологических исследований. В 1942 г. была утверждена новая классификация запасов нефти и газа, в основу которой положена степень изученности залежей. Впервые была разработана инструкция по применению классификации запасов. В 1946 г. вышла в свет монография М. Ф. Мирчинка «Нефтепромысловая геология», в которой был обобщен мировой опыт промыслово-геологической деятельности за последние годы. Идеи, теоретические разработки и методы, изложенные в названных выше публикациях, явились исходными для создания в последующие периоды современной методологии проектирования разработки и ее осуществления на конкретных нефтяных и газовых объектах страны.

Сороковые годы XX века для НГПГ характеризуются эксплуатацией залежей на естественном (природном) режиме, когда процессы извлечения УВ определяются прежде всего энергетическими ресурсами самих продуктивных пластов. Кроме того, были подготовлены условия для принципиального изменения технологии добычи нефти — применения искусственного заводнения залежей. Выдающийся вклад в развитие нефтепромысловой геологии на этом этапе внес академик И. М. Губкин, труды которого многие десятилетия не теряют своей актуальности. Большое значение для развития методов контроля и регулирования разработки на естественных режимах имели работы М. В. Абрамовича, М. А. Жданова, М. И. Максимовича, В. С. Мелик-Пашаева, А. Н. Мустафинова, С. Т. Овнатанова, А. А. Трофимука и др.

Особенность развития нефтяной промышленности в 1940-е гг. заключалась в том, что широко разворачивались работы по развитию теории разработки нефтяных залежей и подземной гидравлики. Так, А. С. Лейбензон и Б. Б. Лапук организовали группу геологов, гидродинамиков, экономистов для создания научно обоснованной методики проектирования рациональной разработки нефтяных и газовых объектов. Эта проблема приобрела особую остроту в связи с открытием и вводом в разработку месторождений Волго-Уральской провинции, геологические условия которых отличались от кавказских. Позднее группа была реорганизована в Проектно-исследовательское бюро при Московском нефтяном институте под руководством А. П. Крылова, которое за годы войны провело важные работы по созданию теоретических основ проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

В итоге в 1948 г. вышли в свет две монографии: «Научные основы разработки нефтяных месторождений» (А. П. Крылов, М. М. Глоговский, Н. М. Николаевский, М. Ф. Мирчинк, И. А. Чарный) и «Теоретические основы разработки месторождений природных газов» (Б. Б. Лапук). В них были сформулированы подходы к проектированию разработки, согласно которым при выборе рациональной системы эксплуатации необходимо: учитывать геологические особенности залежей; на основе гидродинамических расчетов выбирать рациональные варианты расстановки добывающих и нагнетательных скважин в соответствии с этими особенностями, рассчитывать дебиты, пластовые и забойные давления; определять технико-экономические показатели различных вариантов размещения скважин и выбирать оптимальный.

В первые послевоенные годы было открыто значительное количество нефтяных месторождений в Волго-Уральской провинции, в том числе Ромашкинское и Бавлинское (Татария), Шкаповское и Туймазинское (Башкирия), Мухановское (Куйбышевская область), Яринское (Пермская область). Соответственно, росла и добыча нефти: в 1950 г. она составила 37,9 млн т, а в 1956 г. — 83,8 млн т. В начале 1950-х гг. страна поднималась после военной разрухи. В задачах пятилетнего плана было намечено восстановление и строительство крупных промышленных объектов по всей стране. Нефтяные месторождения Азербайджана, Татарии и Башкирии не могли удовлетворить потребности растущей экономики. Нефть была жизненно необходима, и правительство решило создать новую топливно-энергетическую базу в Западной Сибири [Нефть страны Советов..., 2005].

Следует отметить, что долгое время никто не задумывался искать здесь нефть, поскольку не было однозначного мнения относительно нефтегазоносности этого региона. Хотя первое упоминание о поисках нефти на юге Западной Сибири относится к 1903 г., когда Горный департамент установил для Тобольской губернии «подесятичную плату... за разведки на нефть» [Западная Сибирь..., 2005]. Первые документы, свидетельствующие о том, что такая разведка проводилась, относятся к 1911 г., когда Тобольским управлением госимуществом было разрешено товариществу «Пономаренко и К» проведение разведок на нефть на территории «Кондинской лесной дачи, отстоящей от юрт Цингалинских на юго-запад примерно в 6 верстах» [Западная Сибирь..., 2005]. По сообщениям жителей пос. Цингалы, к ним летом 1913 г. приезжал из Омска инженер С. Н. Пуртов с двумя рабочими, которые в урочище Перевесный Сор нашли ключ с «маслянистой водой», похожей на нефть. Отсюда они взяли пробы и отправили их в Омск. Спустя две недели было начато мелкое бурение, доведенное до глубины 33 аршина (1 аршин = 71 см). Через устье скважины переливала вода, на поверхности которой наблюдалась маслянистая пленка, похожая на керосин. Из-за начавшейся войны бурение в 1914 г. не продолжилось [Западная Сибирь..., 2005].

Интерес к новым источникам топлива и энергии, возможно находящимся за Уралом, вновь возник лишь в начале 1930-х гг. в связи с индустриализацией. Стране, поставившей цель механизировать народное хозяйство, требовались новые энергоносители. В этой ситуации вспомнили о бескрайних неизученных сибирских просторах. Большая заслуга в привлечении внимания к Западной Сибири в эти годы принадлежала академику И. М. Губкину, который в 1931 г. на сессии Академии наук СССР в Москве впервые обозначил проблему поисков нефти в Зауралье: «...необходимо вдоль всего восточного склона Урала произвести ряд разведочных работ... В первую очередь пустить геофизику, гравиметрию, сейсмометрию... Мне думается, что эта разведка может увенчаться успехом» [Перспективы нефтегазоносности..., 1948]. И. М. Губкин при оценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири основывался на идее перехода юрских угленосных фаций восточного склона Урала далее в этом направлении в нефтяную фацию. В 1932 г. он возвращается к этой теме и в газете «Правда» пишет: «...перспективы и значение разработки нефти в этих районах огромны. Добыча может обеспечить не только потребности Урало-Кузнецкого комбината, но и всего народного хозяйства» [Перспективы нефтегазоносности..., 1948]. Вопрос о поисках УВ в Западной Сибири был также поднят И. М. Губкиным в 1932 г. на совещаниях в Свердловске и Новосибирске.

Первые геологические исследования в Западной Сибири носили характер геолого-съёмочных работ и проверки заявок, поступающих от населения. Позднее они начали сопровождаться геофизическими работами, бурением колонковых структурно-картировочных и гидрогеологических скважин, единичных глубоких роторных скважин. В начале 30-х гг. в различные организации поступило около 100 заявок о выходах нефти в разных районах Западной Сибири. Так, с 1927 г. жителями пос. Беспалово Звериноголовского района Курганской области на р. Алабуге отмечались нефтепроявления в виде желтых маслянистых пятен, поднимавшихся со дна реки. В 1936 г. В. Г. Чернышовым, А. А. Ершовым, а затем и Н. П. Туаевым был проверен и зафиксирован данный факт

выхода нефти на поверхность реки. В. А. Успенский отобрал пробы этих нефтепроявлений и после проведенных исследований сделал заключение о наличии «природного выхода битумов».

В 1935 г. при бурении гидрогеологической скважины около железнодорожной станции Макушино (Курганская область) с глубин 620–711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м³/сут. Нефтенасыщенные трещиноватые аргиллиты пермского возраста были подняты из колонковой скважины вблизи р. Алабуги. Перед началом поисковых работ в более отдаленных районах Западной Сибири были собраны сведения о естественных нефтяных выходах в районе р. Большой Юган, Белая и др. Наиболее достоверные из них были переданы в трест «Востокнефть». В 1934 г. для проверки этих сведений в Остяко-Вогульский округ прибыла экспедиция под руководством инженера В. Г. Васильева, которая подтвердила достоверность этих заявок и предложила начать геологоразведочные и буровые работы вблизи р. Юган. В следующем году были проведены мелкие разведочные и шурфовочные работы для выявления характера найденных в 1934 г. нефтепроявлений. В итоге была признана нефтеперспективность данной территории. Однако в научных кругах и среди руководителей треста многие относились к этому скептически. В это время основное внимание уделялось более близкому и доступному Волго-Уральскому региону, в котором уже были обнаружены залежи. Поэтому поисковые работы в Приобье были продолжены только в середине XX в.

Активные геофизические работы здесь начались в 1935 г., а с 1937 г. — плановое бурение, выявившее многочисленные нефтегазопроявления. Работы по магнитометрии и сейсмометрии выполнялись с целью изучения геологического строения складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойского чехла, а также подготовки площадей для нефтепоискового бурения в южных, наиболее обжитых районах Западной Сибири. Материалы о возможной нефтегазоносности региона стимулировали дальнейшее изучение геологического строения этой территории, и в 1939 г. было решено усилить здесь поиски нефти и газа. С этой целью в 1940 г. был создан «Западно-Сибирский геологоразведочный трест» и начаты буровые работы. В 1940–1941 гг. были пробурены скважины по линии Челябинск — Петропавловск, позволившие получить представление о геологическом строении мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Результаты этих исследований обобщены Н. П. Туаевым, который сделал вывод о нефтеперспективности Приуральской части региона. Однако «большой нефти» не было [Западная Сибирь..., 2005].

В 1939 г. в Наркомате топливной промышленности состоялось совещание геологов и геофизиков, работающих в Сибири и на Дальнем Востоке. Результатом стало направление в Сибирь 50 геологических, геофизических и топографических партий, в 10 районах было начато бурение. Нефть и газ начали искать в Курганской, Омской и Томской областях с более легкими условиями поисков, а затем на севере. Разведочные работы продолжались до 1943 г. Следует отметить, что перспективы нефтегазоносности региона высоко оценивал В. М. Сенюков, который предложил пробурить 21 опорную скважину, 3 из которых в Тюменской области (Березовская, Тазовская и Покурская). Позднее там были открыты месторождения. В своей докладной записке народному комиссару то-

птивной промышленности от 10 сентября 1939 г. он писал: «Во исполнение Ваших указаний по форсированию поисков нефти в Сибири предполагается подготовить в 1940 г. в Западно-Сибирской низменности заложение ряда глубоких скважин... Грандиозная по площади Западно-Сибирская низменность — одна из самых перспективных геологических областей Сибири по нефтеносности, и уже в настоящее время выделен ряд районов для разведки кайно-мезозойских и более глубоко лежащих палеозойских отложений, в которых предполагаются нефтяные залежи, до некоторой степени аналогичные месторождениям „Второго Баку“» [Нефть страны Советов..., 2005].

С 1930 по 1943 г. были пробурены скважины глубиной 350–1360 м в следующих южных районах Западной Сибири: Тавдинском, Макушинском, Асановском, Ганькинском, Называевском, Татарском, Купинском, Убинском и др. Но нефть не была найдена. В годы войны разведочные работы в регионе были законсервированы, а Западно-Сибирский геологический трест и входящая в него геофизическая экспедиция ликвидированы. Итоги поисковых работ в Западной Сибири были обобщены в монографии [Перспективы нефтегазоносности..., 1948] под редакцией Н. А. Кудрявцева, в которой была дана довольно высокая оценка возможной нефтегазоносности этого огромного региона.

Нефтепоисковые работы в Западной Сибири были возобновлены только после окончания войны. Так, в конце 1947 г. на совещании в Министерстве геологии СССР были намечены этапы геологоразведочных работ. Сначала было решено провести региональные геофизические исследования и пробурить несколько глубоких опорных скважин для выявления геологического строения недр и определения дальнейших направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ. Для этого в 1948 г. были созданы Центральная Западно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция в Новосибирске и подчиненные ей Тюменская и Омская. С этого года на юге Западной Сибири проводились геофизические работы для поисков перспективных на нефть и газ структур. К этому времени представления о геологическом строении Западной Сибири по-прежнему базировались на ограниченном материале, а перспективы нефтеносности связывались преимущественно с палеозойскими образованиями, в которых были установлены многочисленные нефтепроявления на юге региона [Перспективы нефтегазоносности..., 1948]. Кроме того, это были наиболее обжитые и доступные районы.

В качестве первоочередных задач планировалось бурение опорных скважин в полосе железной дороги. Здесь же предусматривалось поисковое бурение и геофизические исследования. Как показали дальнейшие работы, основные запасы нефти и газа были сосредоточены намного севернее. Предложения ряда научных организаций (Уральский филиал АН СССР, Институт геологии Арктики, ВСЕГЕИ и др.) о проведении геологоразведочных работ в северных и арктических районах Западной Сибири практически не принимались во внимание.

Для поисков нефти и газа в Западной Сибири предстояло многократно усилить геологоразведку на территории более 1,5 млн км². Для ускорения работ в Тюмень направили производственные и научные коллективы геологов из Новосибирской, Кемеровской и Томской областей. Вся страна участвовала в создании новой энергетической базы, от которой во многом зависела ее экономическая мощь. Вторая половина XX в. в России был ознаменована созданием и беспрецедентным развитием Западно-Сибирского

нефтегазового комплекса. Самоотверженная работа геологов, нефтяников, газовиков и строителей позволила в короткие сроки превратить Западную Сибирь из малонаселенной и труднодоступной территории в крупнейший нефтегазодобывающий регион СССР.

В 1953 г. около пос. Березово на северо-западе Ханты-Мансийского автономного округа на берегу р. Северная Сосьва, в 400 км от Ханты-Мансийска, произошел внезапный газоводяной выброс, достигавший ~ 50 м в высоту. Газовый фонтан стал первым доказательством того, что западносибирские недра действительно богаты залежами УВ. Он дал мощный импульс для проведения в последующие годы активных поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Через несколько лет было открыто первое промышленное нефтяное месторождение в регионе. Так, газета «Тюменская правда» от 4 октября 1959 г. писала: «...25 сентября на Мулымьинской структуре, вблизи села Шаим, на глубине 1405 м был открыт нефтеносный пласт, суточный дебит которого по предварительным данным составляет свыше 1 тонны легкой нефти... Учитывая, что Шаим находится на расстоянии 280 км от с. Малый Атлым, где также была обнаружена нефть, можно рассчитывать на большие перспективы первого нефтеносного района в Сибири. Близость района к промышленным центрам Урала и железной дороге открывает возможности для быстрого промышленного освоения запасов нефти и газа. Тюменская область в скором будущем может стать новым советским Баку!»

Вскоре «заговорило» Среднее Приобье — в 1961 г. скважина около пос. Мегион дала нефтяной фонтан дебитом более 250 т/сут. Ценность этого открытия трудно переоценить, так как оно положило начало освоению многих нефтегазовых залежей региона. Почти одновременно на берегу Юганской Оби обнаружили крупное Усть-Балыкское, затем Ватинское, Северо-Покурское, Западно-Сургутское, Правдинское, Мамонтовское, а вслед за ними нефтяные гиганты — Самотлорское и Федоровское месторождения. Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда был добыт ~ 1 млн т. Уже в 1970 г. она составила 28 млн т, а в 1981 г. — 329,2. Западная Сибирь стала основным нефтедобывающим районом страны, а СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти.

Несмотря на суровые природно-климатические условия и нахождение значительной части нефтяных залежей на глубинах 2,0–3,0 км, Советский Союз смог очень быстро увеличить добычу в регионе — с 7,6 млн баррелей в день в 1971 г. до 9,9 в 1975 г., а в 1988 г. — до 11,4 (объем добычи выше, чем в США и Саудовской Аравии). С начала эксплуатации в Западной Сибири извлечена примерно третья часть разведанных нефтяных запасов. Это нефть из лучших месторождений, требующих минимальных издержек при добыче. Несмотря на то, что объемы добычи нефти в Западной Сибири сокращаются, регион дает почти 70 % российской нефти, которая отличается высоким качеством [Нефть страны Советов..., 2005].

По мнению экспертов, разведанные запасы УВ Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции соизмеримы с западносибирскими. Крупнейшими месторождениями являются Нижнеомринское, Усинское, Ярегское, Возейское и др. Нефть здесь отличается разнообразием свойств и составов вследствие многопластовой структуры месторождений. По качеству она хуже западносибирской, так как в ней много тяжелых фракций, в том числе парафина и серы. Продолжается добыча нефти и в «старых»

нефтегазоносных провинциях — Прикаспийской, Северо-Кавказской. Однако основными районами добычи УВ в России являются Западно-Сибирский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский. В конце XX в. начата разработка месторождений в Восточной Сибири, а также на шельфе о. Сахалин, Баренцева, Карского, Охотского и Каспийского морей. По прогнозам, примерно 70 % территории шельфа перспективны для поиска нефти и газа [Нефть страны Советов..., 2005].

Таким образом, с середины XX в. начинается быстрое развитие нефтегазодобывающей отрасли, связанное с открытием значительного количества нефтяных и газовых месторождений в новых районах страны, вовлечением их в разработку и накопление данных по НППГ. Активно развивается нефтегазодобывающая промышленность в районах Волго-Урала, Западной Сибири, Северного Кавказа. Характерное для этого периода широкое внедрение новой технологии разработки нефтяных месторождений, основанной на применении заводнения, поставило перед промысловой геологией новые задачи, которые во многом изменили саму суть отрасли. Главным стало изучение влияния геолого-промысловых факторов на процессы, протекающие в продуктивных пластах при вытеснении нефти закачиваемой водой. Теоретическим обоснованием методов поддержания пластового давления занимались А. П. Крылов, Ф. А. Требин, И. А. Чарный, В. Н. Щелкачев, а дальнейшее развитие эти методы получили в трудах М. Т. Абасова, Ю. П. Борисова, Г. Г. Вахитова, Ю. В. Желтова, В. Д. Лысенко, Э. Д. Мухарского, М. М. Саттарова, М. Л. Сургучева, В. В. Орлова и др. В создании, внедрении и развитии методов поддержания давления, анализа и регулирования разработки залежей нефти в этих условиях большую роль сыграли промысловые геологи Ф. А. Бегишев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова, М. И. Максимов, В. С. Мелик-Пашаев, А. Н. Мустафинов, М. Ф. Мирчинк, Г. П. Ованесов, С. Т. Овнатанов, А. А. Трофимук, Э. М. Халимов, И. П. Чоловский и др.

Благодаря совместным усилиям производителей и ученых нефтяная промышленность в короткие сроки получила комплекс методов и средств контроля за процессами, происходящими в продуктивных пластах при заводнении. В него вошли методы геолого-промыслового анализа и обобщения информации, получаемой средствами собственно промысловой геологии, активно развивающихся скважинной геофизики, гидродинамики, физикохимии и др. Накопившийся опыт разработки послужил основой для изучения влияния различных геологических факторов на характер проходящих в пластах процессов, текущие и конечные показатели разработки, выбор систем разработки с разными видами заводнения и сеткой размещения скважин.

Исследованием влияния геологических факторов занимались ведущие нефтегазопромысловые геологи К. Б. Аширов, В. И. Азаматов, В. В. Воинов, В. К. Гомзилов, О. К. Обухов, Е. И. Семин, В. В. Стасенков и др. В решении этих вопросов активное участие принимали руководители геологической службы в Министерстве нефтяной промышленности и в регионах (В. Д. Викторин, Е. П. Ефремов, Р. Х. Муслимов, Н. Н. Лисовский, Ю. Б. Фаин, В. М. Юдин, Х. Б. Юсуф-Заде и др.). Существенный вклад в развитие промыслово-геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин внесли С. А. Султанов, Б. М. Орлинский, Н. М. Свихнушин и др., а в разработку методики выделения эксплуатационных объектов в многопластовых месторождениях — Н. Е. Быков, В. Г. Канапин и др. [Стрелков, 2012].

Со второй половины XX в. проводятся массовые опыты по применению вероятностно-статистических методов и ЭВМ для решения задач НГПГ. Они становятся высокоэффективным инструментом геологических исследований, средством оптимизации и автоматизации различных работ, обобщения опыта разработки. Существенный вклад в это внесли: В.И. Аронов, В.А. Бадьянов, А.Б. Багиров, Л.Ф. Дементьев, И.С. Гутман, Е.А. Хитров, Ю.В. Шурубор и др.

С конца 50-х гг. начинается интенсивное развитие газовой промышленности страны. Были открыты новые месторождения газа в Тюменской и Оренбургской областях, Ставропольском крае и других районах страны. Газовая промышленность становится самостоятельной отраслью народного хозяйства. Научные достижения в области промыслово-геологического изучения и проектирования разработки нефтяных месторождений способствовали ускоренному решению этих вопросов для газовых объектов. Были созданы газодинамические методы расчета изменения во времени необходимого числа газовых скважин, пластовых, забойных и устьевых давлений, приближенные методы расчета продвижения контурных или подошвенных вод, решен ряд других задач с учетом промыслово-геологической информации. Развитие теории и практики добычи газа повлекло за собой проведение промысловых геологических исследований на газовых объектах. В совершенствование методов газопромысловой геологии, изучения строения залежей, подсчета запасов газа, геологического обоснования проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений существенный вклад внесли К.А. Белов, З.Г. Борисенко, И.С. Гутман, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев, М.А. Жданов, А.Л. Козлов, В.П. Савченко, Ю.В. Терновой, Н.В. Черский и др.

В 1963 г. была создана Центральная комиссия, которой было поручено рассмотрение всех проектных документов на разработку нефтяных объектов, анализов разработки, всех методологических документов в этой области. Десятилетием позднее подобная Комиссия была создана и по разработке газовых объектов. В работе комиссии участвовали специалисты разного профиля, и она стала своеобразной школой для технологов, промысловых геологов и работников смежных отраслей. В это время активизируются меры по подготовке специалистов НГПГ — вузы подобного профиля были созданы практически во всех регионах с развитой нефтяной и газовой промышленностью. Были изданы учебники, полностью отвечающие требованиям времени, по подсчету запасов (И.С. Гутман, 1985) и НГПГ (М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский, 1985), которые не утратили своей актуальности до настоящего времени [Нефть страны Советов..., 2005].

В 1991 г. в связи с распадом СССР произошли важные изменения в жизни России и в состоянии ее сырьевой базы. Выделение ее в самостоятельное государство обусловило необходимость сосредоточить основное внимание на нефтяных месторождениях Западной и Восточной Сибири, Волго-Урала, Северного Кавказа, Астраханской области. В первых трех регионах многие длительно эксплуатируемые месторождения вступили в позднюю стадию разработки с быстрым обводнением продукции и падением добычи. Возросла важность работ по геолого-промысловому обоснованию технологических мероприятий по доработке и применению методов увеличения нефтеотдачи.

Фонд разрабатываемых в России залежей нефти пополняется за счет новых объектов на известных месторождениях в основном с трудноизвлекаемыми запасами.

В условиях рыночных отношений особую остроту приобретает вопрос возможно более полного использования недр этих залежей. Научным обоснованием и практическим решением этих задач занимаются специалисты промыслово-геологических и технологических служб научных и производственных организаций. По существу, рубеж XX и XXI вв. является переломным в истории развития нефтяной промышленности, так как возникла необходимость принципиально нового решения таких вопросов, как вскрытие пластов при бурении, поиск альтернативных методов воздействия на нефтяные пласты и доразработки высокообводненных залежей. В этих условиях задачи всех областей наук, в том числе и промысловой геологии, резко усложнились.

Таким образом, в развитии нефтегазовой промышленности начала XXI в. выделяется ряд новых тенденций. Для нефтяной характерно последовательное вступление многих залежей в сложную позднюю фазу разработки, когда большинство запасов из них уже отобрано и извлечение оставшихся требует значительных усилий. Объективно все менее благоприятной становится геолого-промысловая характеристика новых объектов, вводимых в эксплуатацию. Среди них возрастает удельный вес залежей с высоковязкой нефтью, сложным геологическим строением и низкой фильтрационной способностью продуктивных пластов, а также объектов, приуроченных к большим глубинам со сложными термодинамическими условиями, к шельфам морей. Увеличивается доля так называемых трудноизвлекаемых запасов нефти. Соответственно, расширяется набор методов разработки залежей. Если в последние десятилетия в качестве агента, вытесняющего нефть из пластов к скважинам, применялась вода и искусственное заводнение было традиционным методом разработки, то теперь необходимо использовать и другие методы, на иной, физико-химической основе.

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

В развитии промышленной добычи нефти и газа в России можно условно выделить три периода: от начала добычи до установления советской власти, советский и постсоветский. Все они характеризуются своими особенностями в соответствии с целями и задачами экономики соответствующего периода. Первый характерен не только для России, но и для всех развивающихся в это время стран. Кустарные промыслы XVII–XVIII вв. по мере востребованности населением и промышленностью нефтепродуктов (этот период иногда называют временем керосина) превращаются в промышленные площадки с большим количеством колодцев для добычи нефти, с вырытыми в земле открытыми емкостями для ее сбора, с простейшими агрегатами для перегонки,

а также с уже появляющимися буровыми скважинами. Переход от кустарного к промышленному производству в этот период осуществлялся путем отказа от колодцев в пользу скважин. В России в это время добычей нефти занимались в основном нефтяные монополии, которые зависели от иностранного капитала. Разработка велась бессистемно, как правило, на богатых и легкодоступных залежах, с минимальной механизацией процесса.

Следует отметить, что, несмотря на опережение США по объемам нефтедобычи в этот период, Россия отставала в применении механизации. Если в США механизированная добыча с помощью глубинных насосов была впервые внедрена в 1865 г., то в Российской империи — в 1874 г. (Грузия), 1876 г. (Баку) и 1895 г. (Грозный). К 1917 г. иностранному капиталу (в основном английскому) принадлежало около 70 % общей суммы капиталовложений в нефтяную промышленность. На долю иностранных фирм приходилось примерно 60 % общей добычи. В советское время резко увеличились объемы бурения, возросла глубина добывающих скважин, начались систематические работы по подсчету запасов и создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых, для изучения разрезов скважин стали применять геофизические методы.

Для второй половины XX в. характерно экстенсивное развитие нефтегазодобывающей промышленности, открытие нефтяных и газовых месторождений, применение искусственного заводнения залежей с целью поддержания пластового давления. В постсоветский период выделение России в самостоятельное государство обусловило необходимость сосредоточить внимание на нефтяных объектах Западной и Восточной Сибири, Волго-Уральского региона, Северного Кавказа, Сахалина и применять более эффективные технологии для добычи трудноизвлекаемых запасов [Коршак, Шаммазов, 2005].

В заключение уместно вспомнить слова Д. И. Менделеева: «Сжигать нефть — это все равно, что растапливать печь ассигнациями» [Чугаев, 1924]. Целесообразнее сегодня увеличивать добычу угля, но этот процесс более затратный и трудоемкий, менее экологически чистый. Человечество пока не научилось эффективно использовать огромные запасы солнечной энергии. Небольшие местные солнечные электростанции работают в Японии и практически не оказывают влияния на общий объем вырабатываемой электроэнергии. За рубежом построены ветряные электростанции. Например, в Дании при помощи ветра производится около 10 % необходимого электричества.

При освоении техники и технологии сверхглубокого бурения появится возможность использования высокой температуры глубинных вод. Пока это в небольших объемах применяется на ТЭЦ Камчатки и Исландии. Наиболее реальным и перспективным конкурентом в выработке электроэнергии является энергия атомного ядра. Во Франции более 60 % потребляемой энергии производится атомными электростанциями. Однако аварии на АЭС Белоруссии и Японии показали, что технология выработки электроэнергии с помощью расщепления ядра очень опасна и требует усовершенствования [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Нефтегазовый комплекс России вносит существенный вклад во внутренний валовой продукт, от него идет подавляющее большинство бюджетных поступлений. Несмотря на снижение добычи нефти (в 1988 г. в СССР добыли 624 млн т), Россия продолжает находиться в числе лидеров по добыче УВ. Пока не будет найден новый безопасный

вид энергии, при интенсивном развитии мировой экономики потребление газа, нефти и нефтепродуктов будет расти. Российские нефтяники и газовики будут выходить с разведкой, бурением и добычей УВ на шельфы морей, в сложные условия Восточной Сибири и Северного Ледовитого Океана. Строительство скважин на шельфе и больших глубинах водных акваторий потребует разработки новых технологий и крупных денежных инвестиций. Фонд эксплуатационных скважин будет постоянно увеличиваться. Нефтегазодобывающим и научным организациям предстоит решать проблему увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Следует отметить, что многие страны серьезно озабочены чрезмерными выбросами в последние десятилетия в атмосферу углекислого газа из-за сжигания УВ, которые могут привести к глобальным изменениям климата на планете. В связи с этим возникла идея декарбонизации, т. е. перестройки экономики заменой ископаемого топлива низкоуглеродистыми и экологически чистыми источниками энергии. Она может быть получена в результате постоянно происходящих природных процессов (возобновляемые ресурсы): солнечного света, водных потоков, ветра, приливов, геотермальной теплоты, а также из биотоплива: древесины, растительного масла, этанола и др. Это позволит резко снизить выбросы углекислого газа в атмосферу, а следовательно, и нагрузку на окружающую среду.

С удорожанием добычи УВ и повышением цен на нефтепродукты многие страны, не имеющие их значительных запасов, широко пропагандируют идею декарбонизации, в частности, сокращение использования ископаемого топлива путем перехода на автотранспорт с электрическими или водородными двигателями. Возможно, для них это наиболее перспективное направление на данном этапе развития. Однако выпуск электромобилей не решит проблемы загрязнения окружающей среды, так как само производство электроэнергии затратно и «грязно». Электромобили потребуют увеличения выработки электроэнергии, что влечет за собой расходы УВ. Ветряные двигатели и солнечные батареи не способны обеспечить нужное количество электроэнергии, к тому же она необходима для их производства. Атомная энергетика активно используется во многих странах, но с ней уже были связаны серьезные экологические катастрофы. Кроме того, процесс перестройки экономики и энергетических систем неоднозначен и несет в себе ряд проблем.

Следовательно, быстрого развития индустрии за счет возобновляемых источников энергии не произойдет. Поэтому декарбонизация — процесс последовательный, медленный и не подразумевает мгновенного отказа от привычных для человека источников энергии, поскольку современный уровень развития технологий не позволяет отказаться от использования традиционных энергоносителей: угля, нефти, природного газа.

Следует отметить, что наряду с благородными намерениями декарбонизации многих экономически развитых, но бедных органическими энергоносителями стран, прослеживается и другая цель — сдержать влияние тех, у кого на них основано экономическое благополучие. Последние могут оказаться в проигрыше, хотя у них развита добывающая промышленность, обогащательные предприятия, черная и цветная металлургия, производство цемента и стройматериалов и др. В выигрыше будут страны с современной экономической, банковской и торговой системами, т. е. замена углеводородных энергоносителей — это еще и политический вопрос.



ГЛАВА 2

ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ, СРЕДСТВА И МЕТОДЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

НГПГ детально изучает месторождения и залежи УВ в начальном (природном) состоянии, а также в процессе их разработки. Она рассматривает объекты в статическом состоянии (проводится технико-экономическое обоснование их ценности и сбор необходимой геолого-промысловой информации для проектирования системы разработки), а также в динамическом, так как в них при эксплуатации происходят перемещения флюидов к добывающим и от забоев нагнетательных скважин. Первое состояние обусловлено естественными геологическими свойствами залежи, а второе — характеристиками системы разработки. Введенная в эксплуатацию залежь нефти и газа представляет собой неразрывное целое (геолого-технический комплекс — ГТК), состоящее уже из двух компонентов: геологического (сама залежь) и технического (система разработки). При рассмотрении залежи как статического геологического объекта используется информация, поступающая при разведке и разбуривании объекта по проектной эксплуатационной сети скважин. Залежь рассматривают в динамике на основе специальных наблюдений и замеров в добывающих, нагнетательных, наблюдательных, контрольных и других скважинах.

Связь НГПГ с другими науками. Залежь нефти или газа НГПГ рассматривает как часть пространства, в которой накладываются друг на друга результаты разнообразных геологических, физических, гидродинамических и других процессов, происходящих в природе и при разработке залежи. Поэтому НГПГ широко использует теоретические представления и фактические данные из других областей исследований и в своих выводах и обобщениях часто опирается на закономерности, установленные в рамках смежных наук. Так, данные об условиях залегания продуктивных пластов в первую очередь поступают в результате сейсмических работ. При вскрытии залежи скважинами эти данные уточняются приемами структурной геологии. Поднятые из скважин керн, пробы нефти, газа, воды исследуются методами литологии и физики пласта. Важным источником информации о свойствах пород служат данные промысловой геофизики и гидродинамических наблюдений в скважинах. Комплексное их использование позволяет получить около 90 % промысловой информации.

Обобщая различные сведения об условиях залегания и свойствах нефтегазоносных пород, геолог в значительной степени опирается на теоретические представления и законы тектоники, стратиграфии, петрографии, гидрогеологии, подземной

гидравлики и других наук. Анализируя и обобщая количественные и качественные данные, он широко использует математические методы и современные компьютерные программы, без которых результаты обобщения не будут надежными. Таким образом, методы и данные смежных наук составляют значительную часть теоретической и методической основы НГПГ.

Вместе с тем НГПГ, имея самостоятельный объект — залежь нефти или газа, подготавливаемую или находящуюся в разработке, т. е. ГТК, решает и собственные задачи, связанные с созданием методов получения, анализа и обобщения информации о строении нефтегазоносных пластов; путях движения флюидов внутри залежи при ее эксплуатации; текущих и конечных коэффициентах нефтеотдачи и т. п. Поэтому указанная выше связь НГПГ с другими науками не является односторонней. Результаты промыслово-геологических исследований оказывают существенное влияние на смежные науки. На нефтегазовых промыслах всегда бурится большое количество скважин, ведутся отбор и анализ проб пород, жидкостей и газа, проводятся всевозможные наблюдения и исследования. Разнообразные виды научно-производственной деятельности и промыслово-геологический научный анализ ее результатов дают новые факты, служащие для подтверждения и дальнейшего развития взглядов и теорий, составляющих содержание смежных наук. При этом НГПГ ставит перед ними новые задачи: более углубленный анализ петрографического состава глинистого материала коллекторов, который может менять свой объем при контакте с водой; физико-химических явлений, протекающих на контактах нефти, воды и породы; количественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин и др., тем самым способствуя их развитию [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

2.1. Цели и задачи нефтегазопромысловой геологии

Цели НГПГ заключаются: в обобщении и анализе имеющейся информации о предполагаемых объектах эксплуатации; проведении комплекса специальных наблюдений и научных исследований при их подготовке и разработке; выборе оптимальных режимов эксплуатации и способов увеличения нефтегазоотдачи пластов; проведении мероприятий по рациональному использованию недр и охране окружающей среды. Определение направлений геолого-промысловых работ имеет огромное значение для получения наиболее достоверных представлений о залежах и протекающих в них процессах, а следовательно, и для повышения эффективности разработки. Среди множества целей НГПГ основными являются: геологическое сопровождение бурения скважин; совершенствование методической базы; охрана недр нефтяных и газовых месторождений; промыслово-геологическое моделирование залежей; подсчет запасов УВ и ценных попутных компонентов; геологическое обоснование комплекса наблюдений, системы разработки объектов и мероприятий по повышению нефте-, газо- или конденсатоотдачи.

Задачи НГПГ состоят в решении различных вопросов, связанных: с получением информации об объекте исследований; поиском закономерностей, объединяющих разрозненные факты о строении и функционировании залежи как единого целого; созда-

нием методов обработки, обобщения и анализа результатов наблюдений и исследований; оценкой эффективности этих методов в различных геологических условиях и т. д. Среди задач НГПГ выделяют конкретно-научные, методические и методологические.

Конкретно-научные задачи направлены на изучение определенного ГТК и подразделяются на следующие группы.

1. Определение состава и свойств пород продуктивных отложений, как содержащих, так и не содержащих флюиды; состава и свойств нефти, газа и воды; геологических и термодинамических условий их залегания. Особое внимание уделяется вопросам изменчивости состава, свойств и условий залегания пород и насыщающих их флюидов на объекте.

2. Эта группа объединяет задачи, направленные на выявление первичной структуры объекта — выделяют естественные геологические тела, определяют их формы, размеры, положение в пространстве и т. п. При этом фиксируют слои, пласты, горизонты, зоны замещения коллекторов и т. д. Сюда же относятся задачи изучения пликтивных и дизъюнктивных дислокаций, зон с разным характером нефтегазонасыщения.

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

4. Построение классификации ГТК по множеству признаков (в первую очередь по типам внутренних структур объектов), так как только генетические классификации залежей УВ недостаточны для НГПГ. При ее создании должны учитываться преобразования, вызываемые разработкой. Для этого необходимо знать: геолого-промысловые признаки; механизм перестройки структур при эксплуатации залежи; перенос свойств вещества с одного уровня на другой.

5. Изучение особенностей и характера вытеснения УВ водой или другими агентами в конкретной залежи с учетом ее неоднородности, свойств пластовых флюидов и системой разработки; путей перемещения флюидов в пластах; характера размещения остаточных запасов УВ на каждом новом этапе и т. д.

6. Определение влияния строения и свойств залежи на эффективность систем эксплуатации (устойчивость отборов нефти и газа, темпов разработки, себестоимости продукции и др.).

Методические задачи направлены на развитие известных и создание новых способов решения конкретно-научных задач, в том числе: совершенствование методов проведения наблюдений; определение их числа, периодичности и плотности сети; организация способов опробования, построения материальных моделей и их использования для получения информации на всех стадиях подготовки, проектирования и функционирования ГТК; развитие методов обобщения информации и описания залежей и месторождений: словесное, отображение с помощью графических средств (схем, профилей,

карт, графиков, блок-диаграмм и т. п.), формализованное описание средствами математики, т. е. развитие методики построения различных моделей, отображающих отдельные стороны ГТК; совершенствование промыслово-геологического прогноза запасов, геологического обоснования проектов и действующих систем разработки, методов оценки текущей и конечной нефтегазоотдачи.

Методологические задачи подразделяются на следующие группы.

1. Оценка эффективности различных способов решения конкретно-научных задач НГПГ, анализ возможности и целесообразности применения новых методов и подходов, сопоставление их с традиционными представлениями НГПГ.

2. Анализ содержания, сущности исследований промысловой геологии: как и с какими науками она связана и возможно ли использовать их опыт.

3. Выяснение взаимодействия геологии, техники и экономики. Определение значимости, роли каждой из этих компонент прикладного научного знания в решении конкретно-научных, методических и социальных вопросов при промыслово-геологических исследованиях.

Необходимость решения методологических задач возникает в связи с тем, что со временем меняются нормы познания, способы его организации и научной работы. Для того чтобы не отстать от общих темпов развития науки, необходимо иметь представления о том, на чем она основана, как строится и развивается знание. Именно получение ответов на эти вопросы и составляет суть методологии [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

2.2. Методы получения геолого-промысловой информации

Источниками первичной информации для НГПГ служат исследования нефте-газо- и водонасыщенных пластов гидродинамическими, геофизическими и другими методами. Анализ проб керна, шлама, нефти, газа и воды в лабораториях с помощью специальных приборов и методик — основной источник прямой информации о геолого-физических характеристиках пород и физико-химических свойствах флюидов. Отбор проб с сохранением пластовых условий весьма затруднителен, так как герметичные пробоотборники существуют пока только для пластовых нефтей и вод. Бурение подавляющего большинства скважин ведется в продуктивных пластах с обязательным отбором керна. Для этого используют специальные колонковые долота, которые позволяют отбирать породы, сохраняя последовательность их залегания. Такое долото разбуривает забой по кольцу, сохраняя целик породы — керн. Его детальное изучение выполняется с целями: выяснения литологии и минерального состава пород; определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и покрышек (пористости, проницаемости, коэффициента остаточной водонасыщенности); оценки характера насыщения пород-коллекторов и выявления признаков УВ; построения эталонных зависимостей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами пород.

Отбор керна существенно увеличивает продолжительность и стоимость бурения скважин, поэтому в эксплуатационных скважинах его обычно не берут. В этом случае

ведется изучение только шлама (раздробленные долотом мелкие кусочки породы, выносимые потоком промывочной жидкости с забоя скважины на поверхность), по которому определяются литологическая характеристика разреза и признаки нефтеносности. Однако небольшие размеры образцов делают затруднительной оценку коллекторских свойств пород.

При бурении скважин производится опробование перспективных на нефть и газ объектов. Эту операцию проводят сразу после вскрытия пласта, чтобы сократить влияние промывочной жидкости на его характеристики. Для этих целей используют испытатели пластов на буровых трубах, которые позволяют определить, чем насыщен объект (нефть, газ, вода), а также величину притока флюида из пласта и его фильтрационные параметры. Отбор проб проводят в пластовых или поверхностных условиях. Пластовые условия (давление, температура и др.) отличаются от лабораторных, поэтому свойства образцов пород и флюидов, определенные на поверхности, могут существенно отличаться от тех же свойств в пласте. Для сопоставления пересчитывают результаты лабораторных анализов на пластовые условия с помощью графиков, эмпирических зависимостей и т. д., построенных на основе данных специальных работ.

Исследование скважин и пластов включает мероприятия, направленные на измерение определенных параметров в работающих и остановленных скважинах. Полученные данные используются для оценки их продуктивности, определения профиля притока и приемистости, пластового и забойного давления, статического и динамического уровня, температуры. Отбирая пробы из скважины, измеряют плотность, вязкость, давление насыщения, обводненность, газонасыщенность и другие показатели добываемой продукции. Нефтяные и газовые пласты исследуются с целью получения следующей информации, необходимой для их эффективной эксплуатации: коэффициент нефтеизвлечения; пьезопроводность (способность среды передавать давление); гидропроводность; упругоёмкость; проницаемость; нефте- и водонасыщенность; литологическая неоднородность пластов, их песчанистость; режим дренирования, т. е. перемещение водо- и газонефтяного контакта; изменение пластового давления по пласту или по его отдельным блокам [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Гидродинамические исследования (ГДИ) скважин направлены на неоднократное измерение параметров пласта и отбор в нем проб флюидов для анализов в работающих или остановленных скважинах. Они позволяют выявлять в пластах гидродинамические (литологические) экраны, степень связи залежи нефти и газа с законтурной областью и с учетом этого определять ее природный режим. ГДИ скважин проводятся на стационарных и нестационарных режимах их работы с применением термодинамических и дебитометрических методов. Проводят также динамометрирование (измерение нагрузок на штанги), определение динамических уровней в скважинах и др. При эксплуатации объекта получают данные об изменении дебитов, продуктивности и приемистости скважин, обводненности пластов, химического состава добываемых вод, пластового давления, состояния фонда скважин и т. д., на основании которых осуществляют контроль и регулирование разработки. Необходимо периодически следить за изменяющимися в процессе эксплуатации свойствами залежи. Для каждой залежи

в соответствии с ее особенностями должен обосновываться свой комплекс методов получения информации [Дунюшкин, 2006].

Результаты ГДИ скважин используются для определения физических свойств и продуктивности коллекторов на основе выявления характера связи дебитов скважин с пластовым и забойным давлениями. Установив с помощью ГДИ фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений (депрессии), можно определить ряд параметров, характеризующих пласт и скважину. Применяют три основных метода ГДИ скважин и пластов: изучение процесса восстановления пластового давления; метод установившихся отборов жидкости из скважин; определение взаимодействия скважин. Интерпретация данных ГДИ позволяет оценить фильтрационные характеристики пластов (продуктивность, пьезопроводность, проницаемость и др.), в том числе отдельно для призабойной и удаленной зон пласта.

Различают методы ГДИ на установившихся режимах фильтрации (снятия индикаторной диаграммы) и на неуставившихся — фиксации кривой: восстановления давления (КВД); падения давления; восстановления уровня (КВУ) или притока. Каждый цикл испытания пласта с вызовом флюида состоит из периодов с регистрацией кривой притока и КВД. Для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы флюида, оценки продуктивности и гидропроводности удаленной зоны пласта требуется большая продолжительность притока (второй цикл).

Метод КВД применяется для фонтанирующих скважин с высокими и устойчивыми дебитами. Он заключается в регистрации давления после прекращения отбора жидкости в остановленной скважине, которая была закрыта путем герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом или после установившегося отбора. Продолжительность изучения добывающей скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему площадь исследования охватывает значительную зону пласта.

Метод КВУ применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями, т. е. нефонтанирующих или неустойчиво фонтанирующих. Вызов притока в таких скважинах осуществляется путем снижения уровня жидкости в стволе с помощью компрессора или сваба (поршня). Метод КВУ проводится в остановленной скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается ослабевающий со временем приток, приводящий к подъему уровня жидкости в стволе. Производится регистрация изменения глубины динамического уровня жидкости во времени, подъем которой в скважине сопровождается увеличением давления на забой. После полного прекращения притока и восстановления давления замеряют статический уровень и пластовое давление ($P_{пл.}$). Обработка КВУ позволяет рассчитать $P_{пл.}$, дебит жидкости и коэффициент продуктивности. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить среднюю плотность жидкости [Галкин, Плюснин, 2010].

Исследование скважин на приток при установившемся режиме — наиболее простой и доступный метод ГДИ, иногда его называют методом пробных откачек. На месторождении одновременно эксплуатируются сотни скважин, и по разным причинам их режим меняется. Вариации его на соседних скважинах отражаются на работе

исследуемой, поэтому стационарный режим одной скважины практически невозможен. При условно установившемся отборе жидкости из скважины после исследования получают данные, характеризующие только призабойную зону. Метод пробных откачек заключается в последовательном изменении отбора жидкости из пласта, ее точного замера с одновременной фиксацией забойного давления. Ряд таких замеров позволяет определить зависимость дебита от изменения забойного давления и составить уравнение притока.

Исследование скважин при неустановившемся режиме. В этом случае метод восстановления давления более сложный и применяется при упругом режиме эксплуатации. Такие условия возникают всегда при остановках, пусках скважин, а также при изменении режима их разработки и перераспределении давления вокруг скважины и зависят от пьезопроводности зоны реагирования. Исследование заключается в получении зависимости забойного давления в скважине от времени после изменения режима ее работы. Для контроля за пластом в целом используется **метод гидропрослушивания**, который дает более полное представление о физических свойствах пластов и жидкостей. Сущность его заключается в наблюдении за изменениями статического уровня или давления в простаивающих скважинах при изменении отбора жидкости в работающих. Колебания давления в пласте отражаются лишь в проницаемых участках при закрытой непроницаемой границе и будут изменяться, если она не замкнута [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Геофизические исследования скважин (ГИС) проводят в целях изучения геологических разрезов скважин, выяснения их технического состояния, контроля за изменением нефтегазонасыщенности пластов при разработке. Для исследования геологических разрезов используются следующие методы: электрические (метод кажущихся сопротивлений — КС, боковой каротаж — БК, индукционный каротаж — ИК, микрозондирование — МЗ, метод потенциалов самопроизвольной поляризации — ПС); радиоактивные (гамма-каротаж — ГК, нейтронный гамма-каротаж — НГК, гамма-гамма каротаж — ГГК, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам — ННК-т); акустические (акустический каротаж — АК); механические (кавернометрия — КВ) и др., основанные на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы.

Результаты ГИС фиксируются в виде диаграмм либо точечной характеристики геофизических параметров: кажущегося электрического сопротивления; потенциалов собственной и вызванной поляризации пород; интенсивности гамма-излучения; плотности тепловых и надтепловых нейтронов; температуры и др. Выявленные петрофизические зависимости позволяют проводить интерпретацию результатов исследований. В итоге решаются задачи: определения литолого-петрографической характеристики пород; расчленения разреза и выявления геофизических реперов; выделения коллекторов и установления условий их залегания и ФЕС; определения характера насыщения пород (нефтью, газом, водой и др.).

Для контроля технического состояния скважин применяются: инклинометрия — определение углов и азимутов искривления ствола; кавернометрия — установление изменений диаметра скважин; цементометрия — диагностика по данным термического,

радиоактивного и акустического методов высоты подъема, характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с породами; выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод электрическим, термическим и радиоактивным методами. Контроль за изменением характера насыщения пород при эксплуатации залежи по данным промысловой геофизики осуществляется различными методами радиоактивного каротажа в обсаженных скважинах и электрического в необсаженных. Сейсмические исследования дают важную информацию о строении залежей.

Расчленение разреза заключается: в выделении слоев различного литологического состава, установлении последовательности их залегания, выделении коллекторов и непроницаемых пород между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов, в котором основное место занимают геофизические. Методами ГИС исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, эксплуатационные и др.). Данные ГИС сопоставляются с геологической информацией: анализом образцов шлама и керна, результатами опробования интервалов на приток, а также исследований скважин гидродинамическими методами. В терригенном разрезе петрофизические свойства пород во многом обусловлены глинистостью, поэтому здесь наиболее информативны электрический метод (ПС) и ГК. Выделению коллекторов по данным ГИС способствует наличие характерных показаний на геофизических кривых, интерпретация которых наиболее достоверна при совместном использовании с геологическими данными. При этом следует иметь в виду, что керн не всегда дает полное представление о положении границ в разрезе залежи. Это связано с низким процентом его выноса, вследствие чего на поверхность поднимаются более крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильно трещиноватые часто разрушаются при бурении. Длина полученного керна может быть меньше интервала проходки, что затрудняет точную привязку его к глубине.

Рассмотрим возможности ГИС для выделения различных литологических типов пород в разрезе скважин [Геофизические исследования скважин..., 2009]. **Глинистые** (аргиллиты) представлены обломочными осадочными породами с размерами частиц $< 0,01$ мм. На диаграммах ГИС они уверенно выделяются по следующим признакам: высокие значения метода естественной радиоактивности ГК; слабые показания нейтронных методов НГК или ННК-т; низкое удельное сопротивление; положительная аномалия метода ПС; совмещение показаний сопротивлений на диаграмме микрозондов; увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным. **Песчаники** (частицы 0,1–1,0 мм) являются поровыми коллекторами и выделяются в терригенном разрезе по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин и минимальной гамма-активности на кривой ГК. В пористых песчаниках отмечается сужение диаметра скважины и положительная аномалия сопротивлений на диаграммах микрозондов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают крупнозернистые песчаники с размером частиц 0,5–1,0 мм. Для среднезернистых и мелкозернистых песчаников (0,10–0,25 и 0,25–0,50 мм соответственно) по мере уменьшения крупности зерен коллекторские свойства пород ухудшаются.

Алевриты как переходная по размеру частиц фракция между аргиллитами и песчаниками (0,01–0,10 мм) характеризуются промежуточными показаниями геофизических методов. Для их пористых разностей наблюдаются повышенные значения

метода ГК в сравнении с песчаниками. **Карбонатные породы** (известняки, доломиты) в основном различаются по типу пустотного пространства и емкостным характеристикам. При выделении поровых коллекторов в карбонатном разрезе наиболее информативны нейтронные и акустические методы. Карбонаты характеризуются широким диапазоном изменения удельных сопротивлений, низкой естественной радиоактивностью, высокими значениями нейтронных методов (возрастающими с увеличением плотности породы), зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства. **Ангидриты и соли** отличаются очень высоким удельным сопротивлением, минимальными значениями метода ГК, максимальными показаниями нейтронных методов.

От полноты комплекса геофизических исследований, обоснованности его выбора для конкретных условий, частоты отбора керна зависит детальность расчленения разреза скважины. При решении задач промысловой геофизики используется весь комплекс методов ГИС. Выделение коллекторов и флюидоупоров позволяет определить в каждой скважине эффективные толщины пластов. При изучении разрезов скважин выделяются: общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы; эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом прослоев неколекторов; нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной мощности прослоев нефтенасыщенных (газонасыщенных) коллекторов. Значения эффективной и нефтегазонасыщенной толщин в залежи иногда существенно различаются. С целью графического представления геологической информации, отображающей распределение толщин, строятся карты изопахит (линий равных толщин).

В строении продуктивных отложений участвуют породы, различающиеся по времени образования, литологическому составу, коллекторским свойствам и т. п. Осадочные породы обладают слоистостью и располагаются в геологическом разрезе в определенной последовательности чередования пачек, пластов, слоев с разными свойствами. Сопоставление разрезов разных скважин позволяет выделить в них одноименные комплексы, горизонты и пласты, проследить их по площади, установить условия залегания, степень постоянства и толщины. При этом за основу берется интерпретация ГИС, данные исследований керна и опробования скважин. В зависимости от решаемых задач различают региональную, общую и детальную корреляцию.

Региональную корреляцию проводят в пределах региона или бассейна седиментации для стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования литологических комплексов, выявления несогласий в залегании пород. Результаты используют при решении поисковых задач и в качестве основы для *общей* корреляции, которую выполняют в пределах месторождений с целью выделения в разрезах скважин одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных и маркирующих горизонтов. При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по всей вскрытой толщине от их устьев до забоев.

Детальную корреляцию проводят для продуктивной части разреза на стадии подготовки залежи к разработке и в процессе ее. Основная задача детальной корреляции — обеспечить построение модели, адекватной реальному геологическому объекту. При этом должны быть решены задачи выделения границ продуктивного пласта,

определения его расчлененности на пропластки, выявления соотношений в залегании проницаемых и непроницаемых пород, характера изменчивости по площади каждого отдельного пласта и др. Корреляция часто бывает затруднена из-за литолого-фациальной изменчивости по площади прослоев пород, слагающих горизонт. Особенно подвержены этому песчаные пласты-коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться алевролитами, глинистыми алевролитами и глинами. В карбонатных разрезах границы между выделенными пропластками могут быть нечеткими вследствие вторичных процессов. Поэтому детальная корреляция разрезов, сложенных карбонатными отложениями, особенно сложна. В этом случае важное значение имеет выделение в разрезе реперов и реперных границ.

Репер — выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС. Иногда на них четко видна только одна граница пласта (подошва или кровля). Хорошими реперами являются прослой глини (аргиллиты), так как обычно они залегают на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности. На диаграммах ГИС глины хорошо фиксируются по кавернограммам, кривым ПС и ГК. На основе детальной корреляции выполняются все геологические построения, отображающие строение залежей. От правильного ее проведения во многом зависят: подсчет запасов; обоснованность технологических решений для разработки; надежность прогноза конечного нефтеизвлечения и др. [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Геофизические исследования скважин..., 2009].

Таким образом, при разработке залежи получают данные: об изменении дебитов скважин; их обводненности и состоянии; химическом составе добываемых вод; пластовом давлении и др., на основании которых осуществляют контроль и регулирование эксплуатации. Для изучения каждого из свойств залежи применяют несколько методов получения информации. Например, коллекторские свойства пласта определяют по керну, данным геофизических и гидродинамических исследований. При этом достигается разная масштабность определений этими методами: по образцу породы; интервалам толщины пласта; пласту в целом. Для установления параметра, охарактеризованного несколькими методами, используют способ увязки разнородных данных. Для контроля за свойствами залежи, изменяющимися при ее эксплуатации, исследования проводят периодически. Надежность такой информации зависит от количества наблюдений, так как представления о залежи, полученные по малому числу разведочных скважин и по большому эксплуатационных, обычно существенно различаются. Очевидно, что более надежны сведения по большому количеству точек.

2.3. Методы комплексного обобщения исходной информации

Обобщение информации может происходить как практически, так и теоретически. Из теоретических методов НГПГ в основном использует положения смежных геологических и технических наук: тектоники, стратиграфии, петрографии, геохимии, подземной гидромеханики, физики пласта и др. Вместе с тем недостаточное развитие теоре-

тических методов обуславливает широкое использование эмпирических зависимостей. Для обобщения экспериментального материала в НГПГ используют имитацию реального геологического пространства, которая является основной частью промыслово-геологического моделирования залежей, отражающего их особенности, влияющие на разработку. Различают два вида моделей залежей: статические и динамические [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Статическая модель отражает промыслово-геологические свойства залежи, не затронутой разработкой, в природном состоянии: геометрию начальных внешних границ залежи; условия залегания пород коллекторов в ее пределах; ее границы с разным характером нефтегазоводонасыщенности и ФЕС коллекторов в пластовых условиях. Эти направления моделирования, составляющие геометризацию залежей, дополняются данными: о свойствах нефти, газа, воды в пласте; термобарических условиях залежи; природном режиме и его потенциальной эффективности при разработке (энергетическая характеристика залежи) и др. Статическая модель постепенно уточняется дополнительными данными, получаемыми при разведке и разработке объекта. При этом большое внимание уделяется графическому моделированию (геометризация залежи), в которое входит изображение формы и ее внутреннего строения. Форма наиболее полно отражается на структурных картах в изогипсах, на которых находят положение внешнего и внутреннего контура нефтеносности, а также, при наличии, литологических и дизъюнктивных границ залежи. Для ее внутреннего строения составляют детальные корреляционные схемы или геологические разрезы (профили).

Динамическая модель отражает промыслово-геологические особенности залежи в процессе ее разработки. Она составляется на базе статической, но отражает изменения, произошедшие в результате отбора определенной части УВ, при этом фиксируются: текущие внешние границы залежи; границы ее объема, «промытого» водой или другими агентами (при разработке с искусственным воздействием на пласты); границы участков залежи, не включенных в процесс дренирования; фактическая динамика годовых показателей эксплуатации за истекший период; состояние фонда скважин; термобарические условия во всем объекте; изменения коллекторских свойств пород. При динамическом моделировании также широко используют построение карт поверхностей нефти и внедрившейся в залежь воды, графиков и карт разработки, карт изобар и др. При статическом и динамическом моделировании широко применяют математические методы. Программный комплекс моделирования должен предоставлять возможность оперативно вносить новую информацию в геологическую модель и с учетом изменений осуществлять ее корректировку [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Луценко, Еремина, 2018].

Для получения косвенной информации о залежи в лабораторных условиях создают *искусственные модели пластов* и протекающих в них процессов. Например, модель пласта в виде металлической трубы, которая заполнена песком, насыщенным нефтью, широко применяется для изучения ее сжигания при создании внутрипластового очага горения. Она позволяет измерять и регулировать параметры процесса, изучать условия его устойчивости, устанавливать конечные результаты, которые затем с соблюдением требований теории подобия могут быть перенесены на реальные пласты.

Другой вид модели — натуральная в виде хорошо изученной залежи или ее участка с протекающими в ней процессами. *Натуральное моделирование* широко применяется, например, при внедрении новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Прежде чем использовать какой-то способ в промышленных масштабах, его испытывают на небольшом участке залежи, где проверяется его эффективность и отрабатывается технология. Он выбирается таким образом, чтобы промыслово-геологическая характеристика пласта в его пределах была типичной в целом для залежи. В этом случае часть нефтегазоносного горизонта является натурной моделью, т. е. природным аналогом объектов, на которых предполагается применение данного метода. Иногда используют *производственный эксперимент* при разработке залежи. В этом случае источником информации служит сам эксплуатируемый объект. Так, на Ромашкинском нефтяном месторождении Волго-Уральской провинции проводились промысловые эксперименты по ускорению создания сплошного фронта заводнения на линии нагнетания воды. На Бавлинском месторождении осуществлен эксперимент по разрежению сетки добывающих скважин в два раза по сравнению с запроектированной плотностью с целью изучения влияния плотности сетки на величины текущих отборов и конечной нефтеотдачи [Луценко, Еремина, 2018].



ГЛАВА 3

СОСТАВ, СТРОЕНИЕ И ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОДНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Нефтегазоносные комплексы (НГК) осадочных бассейнов обладают определенными индивидуальными чертами и обычно отделены друг от друга слабопроницаемыми породами. Тем не менее в их пределах продуктивные объекты имеют сходные по форме геологические тела, которые образуют в разрезе пласты, линзы, сводообразные выступы, штоки и др. Форма тел зависит от обстановок, в которых они образовались. В нефтяной геологии следующей за НГК основной категорией являются «порода-резервуар» (ПР) и «порода-коллектор» (ПК), т. е. в осадочном разрезе выстраивается иерархическая цепочка НГК — ПР — ПК. Понятие «природный резервуар» было предложено Вильсоном в 1934 г., широко употреблялось А.И. Леворсенем (США) и И.О. Бродом (СССР).

3.1. Природный резервуар

Природный резервуар — геологическое тело определенной формы, сложенное проницаемыми (коллекторами) и ограниченное слабопроницаемыми или непроницаемыми (флюидоупоры) породами, являющееся естественным хранилищем для нефти, газа и воды. Существует множество классификаций резервуаров, основанных на разных признаках. По соотношению коллектора с ограничивающими его флюидоупорами и форме тел они подразделяются на три основных типа: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон (табл. 1). По масштабам резервуары бывают: региональные (обычно пластовые); зональные (пластовые и массивные); локальные (литологически ограниченные и массивные). Морфология тел чаще всего связана с обстановками осадконакопления: терригенные коллекторы формируются в континентальных, прибрежно-морских и морских обстановках; карбонатные — в мелководно-морских, шельфовых, обстановках континентального склона. Среди карбонатных резервуаров выделяются рифовые, массивные, пластовые [Брод, Еременко, 1957; Бурлин, 1976; Нефтегазопромисловая геология..., 1983].

Таблица 1

Типы резервуаров [Брод, Еременко, 1957]

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллектора	Направление движения жидкостей и газов
Пластовые	Выдерживается	По напластованию
Массивные	Не выдерживается	По вертикали
Литологически ограниченные со всех сторон	Выдерживается	Локально, ограничено

Существенными элементами резервуара являются: порода-коллектор; сообщающееся поровое пространство; ловушка. Сообщающиеся поры в коллекторе должны удерживать и накапливать УВ. Таким образом, резервуар — геологическое тело определенной формы, во всем объеме которого происходит циркуляция флюидов и их дифференциация с выделением скоплений нефти или газа в определенных местах (ловушках). Обычно значительная часть резервуара заполнена водой. Это связано с тем, что часто породы первично насыщены седиментационными, или, как их еще называют, элизионными (*элизио* — выжимание) водами, либо в их поровое пространство внедрились атмосферные (инфильтрационные) воды. Нефть и газ по отношению к седиментационной воде — более поздние образования.

Резервуар характеризуется следующими показателями: типом коллектора; его соотношением с непроницаемыми породами; емкостью; формой и особенностями залегания; гидродинамическими условиями и пластовой энергией. Когда резервуар литологически ограничен со всех сторон, он может быть представлен одной ловушкой. Класс резервуара устанавливается по литологическому составу слагающих его коллекторов и перекрывающего флюидоупора: терригенный; терригенно-карбонатный; карбонатно-терригенный; карбонатно-эвапоритовый; пелитоидный; вулканогенно-осадочный; осадочно-вулканогенный; вулканогенный. При определении класса сначала указывается литологический состав коллектора, затем покрышки. Так, название «терригенно-карбонатный» означает, что резервуар сложен терригенными коллекторами и карбонатной покрышкой, а «терригенный» — что коллектор и флюидоупор представлены терригенными породами.

Пластовый резервуар — тело в слоистой толще, протяженность которого по латерали намного больше его мощности (десятки километров/первые метры — десятки

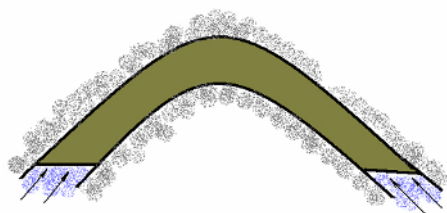


Рис. 6. Пластовый резервуар
[thepresentation.ru]

метров) (рис. 6). Такие резервуары наиболее распространены и обладают наилучшими гидравлическими характеристиками, циркуляция флюидов происходит вдоль пласта. Коллекторы в них чаще всего песчаники, а флюидоупоры в кровле и подошве сложены плохо проницаемыми породами — аргиллитами или глинами. Коллектор в таких резервуарах обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. При общем сохранении пластового характера на тех или

иных локальных участках или на границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей и даже полное его выклинивание. В коллекторе существует единая гидродинамическая система.

Массивный — тело, размер которого по разным направлениям примерно сопоставим (десятки метров — десятки километров) (рис. 7). Коллектором в них является мощная толща проницаемых, литологически однородных или неоднородных (например, известково-доломитовых) пород, ограниченных флюидоупорами только у кровли или размытой поверхности отложений, слагающих эрозионные выступы или рифовые постройки. Зоны пористости и проницаемости в таких резервуарах не имеют строгой стратиграфической приуроченности и обусловлены наличием каверн и трещин, пересекающих толщу в разных направлениях. Известны случаи связи массивных резервуаров с пластовыми.

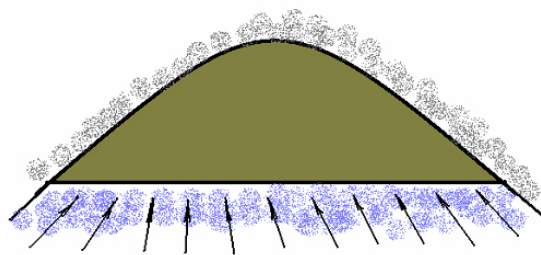


Рис. 7. Массивный резервуар
[thepresentation.ru]

Циркуляция флюидов происходит во всех направлениях, но преобладает вертикальная. Протяженность миграции флюидов по вертикали соизмерима или даже больше, чем по напластованию. Перемещение их по латерали ограничено проницаемыми зонами и не может происходить на большие расстояния. Для ряда месторождений было установлено, что толща пород, представляющая собой единый резервуар с флюидами, содержит породы разного литологического состава и стратиграфического возраста. Критерием, позволяющим объединить мощную толщу пород в единый резервуар, является распределение в нем газа, нефти и воды по их удельным весам независимо от структуры, возраста и текстуры составляющих его пород. Слабопроницаемые породы покрывают всю эту толщу сверху.

Различают однородно-массивные и неоднородно-массивные природные резервуары (рис. 8) [Булатов, 2009]. Однородные могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Однако чаще всего они встречаются в карбонатных толщах, например: в трещиноватых и кавернозных известняках турнейского возраста Волго-Уральской провинции; верхнемеловых Северного Кавказа; формации Асмари олигоцена (Иран, Ирак). Неоднородно-массивные обычно сложены чередующимися проницаемыми карбонатными и терригенными породами, например известняками, песками и песчаниками, сверху перекрытыми глинами. Проницаемость такой толщи в различных ее слоях меняется, но перемещение жидкости возможно во всех направлениях и происходит независимо от наложения пород. Поэтому в неоднородно-массивных резервуарах гидродинамическая связь между пластами может существенно различаться. Они распространены в отложениях триаса, юры и мела Западного Предкавказья, в размытых и эродированных палеозойских выступах Волго-Уральской области.

Литологически ограниченные — резервуары всех видов, в которых насыщающие их УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами (рис. 9). Это могут быть линзы песчаников в глинистой толще, трещиноватые разности, выветре-

лые массивы изверженных пород. Движение флюидов в них ограничено размерами самого резервуара. К литологическим резервуарам относятся также тела, образующиеся в результате появления изолированной локальной трещиноватости или кавернозности вследствие выщелачивания пород подземными водами или ухудшения коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости) из-за местной литологической изменчивости толщ.

Наиболее типичными литологическими резервуарами являются песчаные линзы в майкопской свите Кубани, приуроченные к руслам палеорек. Они впервые были выявлены и детально изучены И. М. Губкиным, который назвал их шнурковыми. К этому же типу относят резервуары, приуроченные к рифовым массивам, сложенным органическими, локально кавернозными мшанковыми известняками сакмаро-артинского возраста в Предуральском прогибе. Выделение таких резервуаров в значительной мере условно, так как одна и та же порода в процессе литогенеза может менять свои свойства, превращаясь из коллектора в флюидоупор и наоборот. В зависимости от физико-химических свойств флюида и термобарической обстановки она может быть покрывшей для одного и коллектором для другого. Кроме того, возможны постепенные переходы резервуара из одного типа в другой (характерно для карбонатных толщ).

В рассмотренной классификации природных резервуаров учитывается в основном морфология, в меньшей степени — условия их образования, т. е. генетические особенности. Поэтому кроме этого признака при выделении резервуаров необходимо

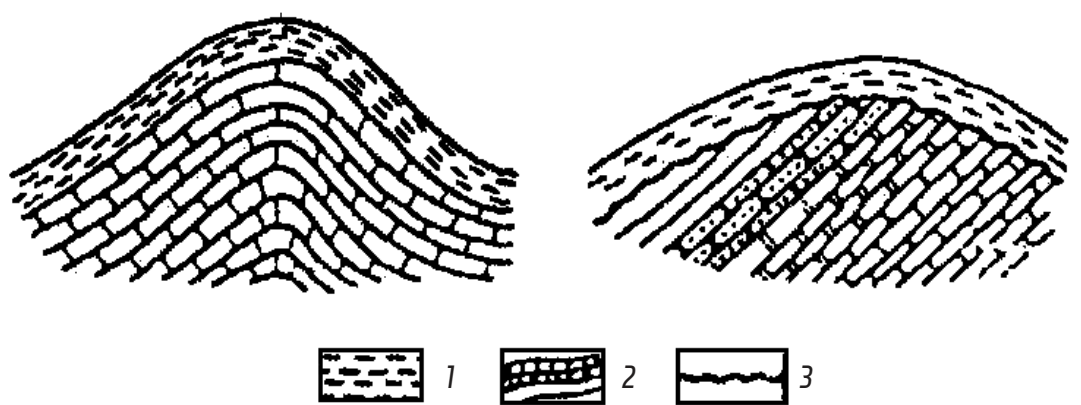
Тип природного резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов	Возможная максимальная роль энергии, аккумулированной в нефти и газе, по отношению ко всей энергии резервуара
Массивный	Не выдерживается	По вертикали	Значительная
 1 — порода-флюидоупор; 2 — порода-коллектор; 3 — разрыв			

Рис. 8. Однородный и неоднородный массивные резервуары [present5.com]

принимать во внимание также их переходные формы и гидродинамические условия формирования в них залежей УВ. Так, в природе довольно часто встречаются резервуары, которые могут быть отнесены как к пластовым, так и к массивным. При частом чередовании коллекторов и флюидоупоров могут возникать условия для сообщаемости пластов

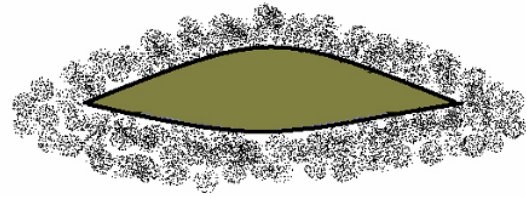


Рис. 9. Литологически ограниченный со всех сторон резервуар [thepresentation.ru]

через зоны выклинивания или трещиноватости (окна) непроницаемых перемычек, а также по разрывным нарушениям. Такие резервуары (их иногда называют пластово-массивными) на отдельных участках разреза имеют характер пластовых, хотя в целом выступают как массивные, т. е. представляют собой единую гидродинамическую систему, вследствие чего водонефтяные или газоводяные контакты находятся на одном гипсометрическом уровне. В таких резервуарах часто формируются залежи УВ значительной высоты: Шебелинское (пермо-триас), Узеньское (юра), Туймазинское (девон), Мухановское (карбон) и другие месторождения. Проницаемые горизонты в объектах образуют один пластово-массивный резервуар вследствие сообщаемости разделяющих их флюидоупоров с единой гидродинамической системой и горизонтальным водонефтяным контактом.

Встречаются резервуары с признаками массивного и литологического типов. Так, в рифогенных постройках часто выделяются зоны повышенной пористости и проницаемости, разделенные участками слабопроницаемых пород и встречающиеся по площади и разрезу в виде пятен (Ишимбайские рифы Предуральяского прогиба). Хорошо проницаемые зоны, соединяясь в отдельных местах друг с другом, образуют сложную систему со всеми признаками единого массивного резервуара. Такие резервуары выделены в самостоятельный подтип и названы неправильно-массивными. Следует отметить, что резервуары, имеющие гидродинамические связи, в значительной мере определяют условия формирования и разработки скоплений нефти и газа. По этому признаку выделены резервуары с открытой, полузакрытой и закрытой гидродинамической системой. Если открытые сообщаются с земной поверхностью или вышележащими породами, формирование в них скоплений УВ может происходить только при наличии так называемых гидравлически экранированных ловушек (рис. 10), где нефть удерживается напором вод и капиллярными силами или асфальтовой «пробкой».

Гидродинамически экранированные ловушки возникают на моноклиналиях, флексурах, в зонах угловых несогласий и разрывных нарушений при нисходящем движении воды и встречном всплывании нефти. Ловушки могут находиться в различных частях структур. Обычно они приурочены к линзовидным или трещиноватым коллекторам, ограниченными со всех сторон слабопроницаемыми породами. Движение флюидов в них ограничено. К этой группе относят также типично пластовые и массивные резервуары с зонами выклинивания, замещения или стратиграфического несогласия. Они могут быть экранированы со всех сторон разломами или комбинациями нарушений. Морфологически это типичные пластовые и массивные резервуары, которые из-за по-

тери связей с остальными комплексами пород превратились в гидродинамически закрытые системы со специфическими особенностями формирования скоплений нефти и газа. В них часто возникают аномально высокие пластовые давления (АВПД).

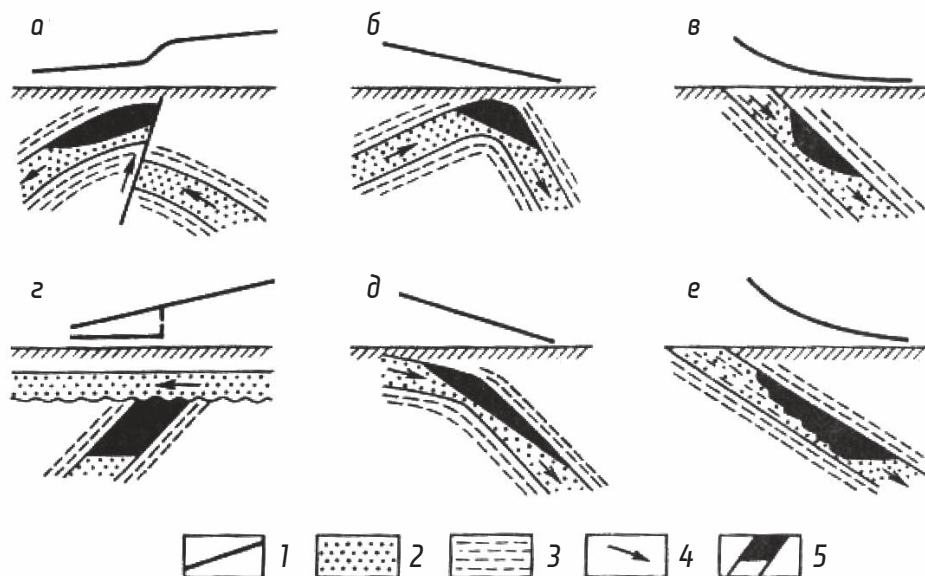


Рис. 10. Схемы гидравлически экранированных залежей нефти и газа у проводящих разломов (а), в сводах антиклиналей (б), на моноклиналиях: на участках изменения фильтрационных свойств коллектора (в); под стратиграфическими несогласиями (г); на структурных выступах, осложняющих моноклинали (д); у границ фациального замещения коллекторов (е). 1 – пьезометрическая поверхность, 2 – пласт-коллектор, 3 – глинистые породы, 4 – направление движения вод, 5 – залежи УВ [Еременко, Чилингар, 1996]

Совершенно иные условия характерны для полузакрытых резервуаров пластового и массивного типов, которые не имеют прямой связи с земной поверхностью или залегающими выше проницаемыми породами. Движение флюидов в них носит региональный характер, а скопления УВ возникают в основном за счет структурных изгибов пластов или из-за появления экранирующих тектонических нарушений. В таких резервуарах пластовые давления обычно соответствуют гидростатическим (миоценовые отложения Грозненского района) [Галкин, Плюснин, 2010].

3.2. Породы-коллекторы нефти и газа

Коллекторы — породы, способные вмещать подвижные флюиды (воду, нефть, газ), фильтровать их при перепаде давления и отдавать при разработке. Поэтому любая порода, содержащая сообщающиеся поры, может стать коллектором. Большинство резервуаров приурочено к неметаморфизованным осадочным породам, в основном к песчани-

кам, известнякам и доломитам. Глинистые, сланцы и изверженные породы становятся коллекторами только в исключительных геологических условиях. Породы-коллекторы подразделяются на три группы: обломочные (кластические); хемогенные и биохемогенные (осажденные); смешанного происхождения. Среди обломочных пород наиболее распространены конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты. Значительная часть обломочных коллекторов имеет кремнистый состав, но известно также много карбонатных обломочных пород: оолитовые карбонаты и ракушники, слабосцементированные или перекристаллизованные. Глинистые коллекторы имеют подчиненное значение.

Породы-коллекторы характеризуются двумя основными признаками: емкостью (пористостью) и проницаемостью, т. е. системой таких пор, трещин и каверн, через которые возможно движение пластовых флюидов. Не все породы, обладающие емкостью, являются проницаемыми для нефти и газа, т. е. коллекторами. Поэтому при изучении коллекторских свойств пород определяют не только их емкость, но и проницаемость, которые устанавливают по образцам керна, материалам промыслово-геофизических исследований и по данным испытания скважин на приток [Нефтегазопромысловая геология..., 1983; Булатов, 2009].

Следует отметить, что в продуктивных пластах наблюдается изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние: на выбор систем разработки; эффективность извлечения нефти из недр; степень вовлечения залежи в дренирование (движение флюидов); подсчет запасов. Различают макро- и микронеоднородность [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Еремина, Рожнова, 2019].

Макронеоднородность отражает морфологию залегания породных тел в залежи УВ, т. е. распределение в ней коллекторов и флюидоупоров. Для изучения макронеоднородности используют материалы геофизических исследований пробуренных скважин. Надежную оценку этого параметра можно получить только при наличии детальной корреляции продуктивной части разрезов. Особенно это важно при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями. Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади). По толщине она проявляется в присутствии в горизонте нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно их количество различно на участках залежи) вследствие: наличия мест их слияния; отсутствия в разрезе некоторых пластов; уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи из-за учета нижних водоносных пластов и др. Соответственно, макронеоднородность проявляется в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом. По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в его разрезе пластов-коллекторов. Она проявляется в вариациях их толщин вплоть до исчезновения (литологическое замещение или выклинивание).

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки: моделировать форму сложного геологического тела (коллектора) — вместилища флюидов; выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей из-за слияния прослоев (пластов), и, соответственно, возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи; опреде-

лять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект; обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин; прогнозировать и оценивать степень охвата объекта разработкой; подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи для переноса опыта эксплуатации уже освоенных объектов. Знание макронеоднородности позволяет: рационально планировать и проводить промыслово-геологический контроль разработки; оценивать фактический охват залежи дренированием; обосновывать и реализовывать технологические мероприятия по регулированию эксплуатации для повышения их эффективности; выбирать опытные и эталонные участки для проведения и оценки результатов промышленного испытания новых способов разработки.

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости ФЕС коллекторов в залежи. Промысловая геология изучает неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности, иногда по пористости. Для выяснения микронеоднородности используют определения этих параметров по образцам пород и геофизические данные.

Основные свойства коллекторов (способность вмещать и отдавать флюиды) определяются структурой их пустотного пространства (рис. 11). Оно может быть представлено порами, кавернами, трещинами разной ориентировки, раскрытости и протяженности, биопустотами (раковины, отмершие организмы в рифовых известняках). Нередко разные типы пустот присутствуют совместно, что создает существенные трудности при изучении их структуры, долевого участия их отдельных типов и проницаемости пород.

Выделяют три основных вида коллекторов по характеру пустот: гранулярные (обломочные), трещинные (любые породы) и кавернозные (карбонатные). Однако на прак-

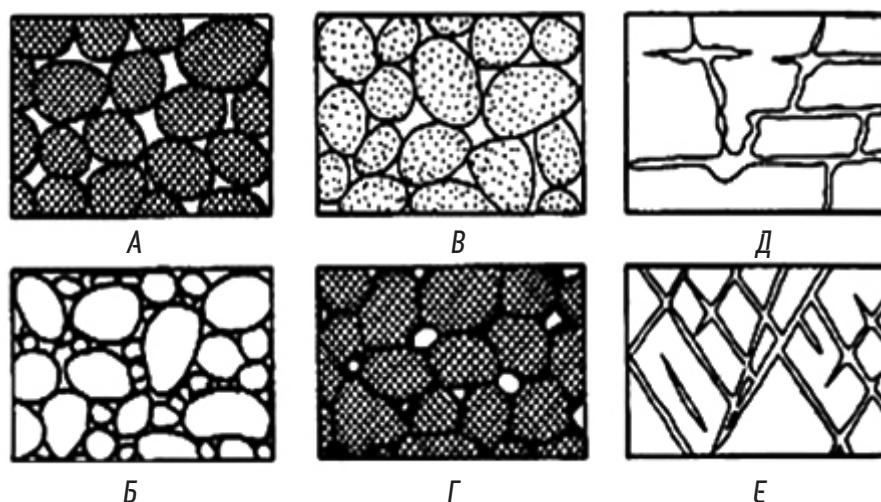


Рис. 11. Структуры порового пространства: А — хорошо окатанный и отсортированный песок с высокой пористостью; Б — плохо отсортированный песок с низкой пористостью; В — хорошо отсортированная порода, зерна которой пористы; Г — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества между зернами; Д — поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; Е — порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин [Сухарев, 1959]

тике часто встречаются коллекторы смешанного типа, пространство которых представлено как системой открытых трещин, так и поровыми блоками. Такие коллекторы подразделяются: на порово-трещинные (объем порового пространства больше объема открытых трещин); трещинно-поровые (обратное соотношение); трещинно-кавернозные (складывается из объема трещин и открытых каверн); трещинно-карстовые (кроме открытого пространства трещин имеются карстовые пустоты). Пустоты дифференцируются по размерам и видам: субкапиллярные $\leq 0,005$ мм (жидкость в виде пленок и практически не движется); капиллярные 0,005–0,1 мм (на перемещение действуют силы капиллярного воздействия); сверхкапиллярные $> 0,1$ мм (движение жидкости под действием силы тяжести) [Сухарев, 1959].

Поры — это пустоты между минеральными зернами и обломками размером < 1 мм, заключенные в жестком каркасе. Каверны — пустоты разного размера, возникающие при растворении цемента, выщелачивании какого-либо минерала и/или его перекристаллизации. Наиболее характерны каверны для карбонатных пород. В отличие от пор, в них не проявляются капиллярные силы. Трещины — разрывы, рассекающие породы и нарушающие их сплошность. Выделяют две группы: литологические (диа- и катагенетические) и тектонические (дизъюнктивные). По протяженности и раскрытости различают микро- ($< 0,1$ мм) и макротрещины ($> 0,1$ мм). Пустоты могут быть изолированы или объединены в единую систему каналами разной протяженности, сечением или формой. Все эти параметры влияют на ФЕС, которые зависят от многих условий: состава пород; формы и размера зерен; характера их укладки; наличия, вида, состава и свойства цемента и др. [Коровкин, Пулькина, 2019].

Существуют разные классификации коллекторов, основанные: на структуре и морфологии порового пространства; текстурах и составе пород; генетических параметрах, учитывающих генезис, время формирования, структуру порового пространства; отдельных коллекторских свойствах, условиях аккумуляции, фильтрации; литологическом составе пород. Ниже рассматривается классификация, основанная прежде всего на литологическом составе пород, структуре порового пространства и его морфологии (виде). Типы коллекторов различают по составу: терригенные и карбонатные, а также глинистые, кремнистые, вулканогенные, метаморфические, магматические [Брод, Еременко, 1957; Жданов, Гришин, Гординский, 1966; Леворсен, 1970; Бурлин, 1976; Гиматудинов, 1982; Нефтегазопромысловая геология..., 1983; Дашевский, Камарганов, Зейгман, Шамаев, 2002; Еремина, Рожнова, 2019].

Терригенные (обычно поровые) коллекторы преобладают, в них находится 58 % нефти и 77 % газа. Они представлены песчаниками, алевролитами, переходными разновидностями пород, а также песками, алевролитами, гравелитами. Значительное уплотнение обломочных пород (особенно кварцевых) снижает пластичность и повышает хрупкость. Это способствует образованию трещин и при тектонических напряжениях может привести к появлению трещинной пористости в песчаниках и алевролитах. Бывают и чисто песчаные коллекторы: сцементированные и несцементированные. Коллекторские свойства терригенных пород определяются структурой порового пространства, межгранулярной пористостью. Глинистые минералы и вообще глинистость вызывают их ухудшение.

ФЕС терригенных пород весьма разнообразны. Так, пористость нефтеносных песчаных коллекторов составляет в среднем 15–20 %, проницаемость — обычно десятые и сотые доли, редко единицы квадратных микрометров (мкм^2). Основная масса терригенных коллекторов характеризуется поровым пространством — это межзерновые или гранулярные коллекторы. К поровому типу отнесены породы, в которых мелкие поры ($< 1 \text{ мм}$) изометричной формы соединены между собой проводящими поровыми каналами. Диапазон изменения пористости — от единиц до 40–50 %. Поровые коллекторы широко распространены и характерны для песчаных и алевритовых пород, залегающих на небольших и средних глубинах. Так, в Западно-Сибирском бассейне практически все запасы УВ находятся в терригенных, обломочных коллекторах. Общей особенностью поровых коллекторов является понижение ФЕС с глубиной за счет уплотнения пород. Однако среди терригенных пород встречаются и коллекторы со смешанным характером пустотного пространства — трещинно-поровые и даже кавернозно-поровые (если часть зерен легко растворяется).

Карбонатные коллекторы (известняки, доломитистые известняки и доломиты) принципиально отличаются от терригенных: в них два основных породообразующих минерала (кальцит и доломит), преобладают кавернозные и трещинные поры. Поровое пространство здесь разнообразно по морфологии и размеру. Характерной особенностью карбонатных пород является более высокий темп уплотнения по сравнению с доломитами. Поровый коллектор может иметь межзерновой, межформенный и внутриформенный виды пространства. Межзерновая пористость складывается из пор между отдельными кристаллами кальцита или доломита. Такой массив обычно обладает низкими коллекторскими свойствами и характерен для хемогенных карбонатных пород. Межформенный вид — пустоты между раковинами или их обломками в биогенных известняках. Внутриформенный — камеры внутри скелетов (раковин) отмерших организмов, характерен для фораминиферовых, коралловых и других биоморфных разновидностей известняков.

Основные процессы, формирующие пустотное пространство в карбонатах, обычно связаны: с биогенным накоплением; выщелачиванием и карстообразованием; тектоническими напряжениями, способствующими образованию трещин, микротрещин и т. д. Карбонатные коллекторы содержат ~ 42 % мировых запасов нефти и 23 % газа. В них пустотное пространство относится к каверновому и трещинному типам, поэтому причинами формирования пористости являются вторичные процессы: выщелачивание, перекристаллизация, доломитизация известняков, тектонические нагрузки. Пористость карбонатных пород ниже, чем терригенных, но проницаемость при прочих равных условиях может быть и выше. Среди карбонатных пород ракушечники близки по коллекторским свойствам песчаникам. С карбонатными коллекторами связаны крупнейшие месторождения нефти и газа в бассейнах Персидского залива, США, Канады, Прикаспийском.

Сравнительная характеристика терригенных и карбонатных коллекторов. Терригенные породы обычно относятся к поровым коллекторам, а карбонатные имеют пустоты разного вида: микрокаверны (поры выщелачивания), макрокаверны, трещины. Карбонатные породы с развитой системой трещин и каверн существенно отличаются от терригенных условиями фильтрации. Вместе с тем существуют коллекторы, в кото-

рых пустотное пространство представлено в основном микрокавернами. При поровом типе терригенных коллекторов и микрокаверновом карбонатных имеются также существенные различия между ними, влияющие на разработку залежей.

1. Различны условия нахождения коллекторов: если терригенные породы залегают в виде пористых пластов толщиной от единиц до нескольких десятков метров, то карбонатные формируют массивы мощностью в несколько сот метров, часто со смешанным типом коллекторов. Соответственно, к первым обычно приурочены залежи пластового типа, а ко вторым (в зависимости от трещиноватости пород) — массивного, массивно-пластового и пластового. Это предопределяет различия в системах разработки.

2. Поровые терригенные и карбонатные коллекторы различаются по структуре пустотного пространства. В первых разница в диаметрах пор и соединяющих их каналов небольшая, а в карбонатных диаметры каналов в 10–20 раз меньше диаметров микрокаверн, составляющих основную емкость коллектора. Поэтому при равной величине пустотности терригенных и карбонатных коллекторов последние обычно имеют меньшую естественную проницаемость.

3. Из-за разной структуры пустотного пространства микрокаверновые карбонатные и поровые терригенные коллекторы различаются по удельной поверхности (суммарная поверхность пустот, содержащихся в единице объема образца). От этой величины, которая может достигать очень высоких значений, зависят содержание остаточной воды, нефтегазонасыщенность, адсорбционная способность породы и другие свойства. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже, чем терригенных, и лишь при высокой проницаемости их поверхности соизмеримы. Следовательно, коэффициенты нефтегазонасыщенности карбонатных микрокаверновых коллекторов обычно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных.

4. Во многих карбонатных толщах присутствуют одновременно коллекторы с разными видами пустотности и большим диапазоном проницаемости, вплоть до очень низкой ($< 0,001 \text{ мкм}^2$). Поэтому такие горизонты в большей степени, чем терригенные, обладают слоистой и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам. В результате монолитные карбонатные толщи являются сложными объектами разработки, из которых вытеснение УВ водой и другими агентами довольно затруднено.

5. Карбонатные коллекторы более подвержены трещиноватости, чем терригенные. Макротрещины обычно вертикально или наклонно ориентированы к слоистости, а их раскрытость зависит от превышения пластового давления над боковым горным. Боковое даже для одной залежи меняется в широких пределах (от 0,05 до 0,75 вертикального горного давления), т. е. так же, как и все физические свойства карбонатного коллектора, характеризуется неоднородностью. Раскрытость трещин часто меняется по высоте и длине, вследствие чего в сумме они создают относительно низкую проницаемость. Но и при этом трещины могут быть основными каналами для перемещения нефти и газа и обеспечивать гидродинамическую связь различных частей резервуара и даже его единство в целом. Терригенным же пластам обычно свойственна разобщенность их непроницаемыми по толщине и простиранию породами.

6. При вскрытии скважиной пласта в условиях создания репрессии проницаемость всех коллекторов (терригенных и карбонатных) значительно ухудшается по сравнению с естественной. В терригенных, несмотря на очистку прискважинной зоны, чаще всего этот процесс остается необратимым. В карбонатных коллекторах применение соляно-кислотных обработок, при которых происходит растворение пород, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее в радиусе нескольких метров вокруг ствола скважины. Особенно глубоко кислота внедряется в пласт по трещинам, резко увеличивая трещинную проницаемость. В результате при высокой нефтегазоносности пород создаются условия для промышленной разработки залежей в карбонатных пластах при таких низких природных значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы считаются непродуктивными.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности. Песчаные и алевролитовые породы обычно являются поровыми коллекторами и наиболее надежно выделяются по промыслово-геофизическим данным: наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин; минимальной гамма-активности на кривой ГК; сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки на ее стенках при бурении. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое МЗ, нейтронный ГК, ГГК и АК. Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС; удельные сопротивления; кавернограммы; кривые микрокаротажа; кривую ГК. Коллекторы в карбонатном разрезе имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам затруднено. Петрофизические свойства микрокавернового карбонатного коллектора близки к гранулярным песчаным коллекторам. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза теми же методами на плотные и пустотные породы и выявлении среди последних высокопористых разностей. При тонком переслаивании плотных и пористых пород наиболее надежные результаты дает МЗ. Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации: электрометрия, нейтронный каротаж, анализ керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и АК и др. Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта в зависимости от литологического состава пород, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс ГИС, включающий наиболее информативные методы в конкретных условиях. От правильности его выбора, частоты отбора керна зависит надежность расчленения разреза. Результаты представляются в виде литологической колонки, на которой приводятся кривые основного комплекса ГИС. Выделение коллекторов и флюидоупоров позволяет определить в разрезе важный параметр, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин — толщины пластов и горизонтов.

Хемотрогенные породы-коллекторы — это осадочные образования, сложенные в основном хемотрогенными и биохемотрогенными осадками. Они состоят из минерального ве-

щества, выпавшего из раствора на месте их формирования и не подвергшегося переносу, подобно обломочным зернам. Однако материал, из которого они состоят, может также сначала отлагаться в виде хомогенного осадка и уже после этого в результате переработки переходить в обломочные частицы. Хомогенные карбонатные коллекторы обычно представлены кристаллическими известняками и доломитами, но иногда могут состоять из мергеля и мела. Структура мелко-, средне-, крупнокристаллическая. Карбонатное вещество почти полностью представлено кальцитом и доломитом, а в отдельных породах только одним из них. Биохомогенные карбонаты наряду с обычным химически осажденным материалом содержат много органических остатков. Особенно активно биохимическое карбонатообразование происходило в местах формирования органо-генных рифов. Главными биохимическими агентами карбонатообразования являются водоросли, бактерии, фораминиферы, кораллы, мшанки, брахиоподы, моллюски.

Группа **глинистых** пород-коллекторов в России выделена относительно недавно, так как они не образуют традиционных поровых коллекторов, достаточно пластичны и не дают открытых трещин. В них распространены порово-трещинные пустоты. Трещиноватость обуславливается хрупкостью пород, которая создается за счет значительного погружения или стресса. Глинистые коллекторы встречаются на средних и больших глубинах. Месторождения нефти и газа, связанные с глинистыми коллекторами (кремнистые и битуминозные глины верхнего миоцена), были известны в США (Калифорния, бассейн Санта-Мария) еще в начале XX в. Особое место занимают битуминозные аргиллиты баженовской свиты Западной Сибири, распространенные на огромной территории. На Салымском, Правдинском и других месторождениях они залегают на глубинах 2750–3000 м при пластовой температуре 120–128 °С, имеют мощность ~ 40 м, дебиты нефти до 700 м³/сут. Проблема глинистых коллекторов представляет интерес как в связи с характером и генезисом пустот, так и с точки зрения изучения происхождения нефти и формирования залежей.

По видам пустот различают поровые, кавернозные, трещинные и смешанные коллекторы. В трещинном фильтрующее поровое пространство представлено открытыми трещинами. Этот вид коллекторов отличается низкой трещинной пористостью (до 2,5–3,0 %), которая определяет их емкость, а путями миграции флюидов являются зияющие трещины.

Различают следующие типы трещин: тектонические, литогенетические и естественного гидроразрыва. Раскрытость их очень малая (доли миллиметров — первые миллиметры), при этом смещения пород вдоль трещин почти не наблюдается. В зависимости от природы трещин их ориентировка, плотность, густота и раскрытость могут быть различными. Тектонические трещины группируются в системы, общими для которых являются ориентировка в пространстве, возраст, реже раскрытость.

В каждом геологическом теле может быть одна или несколько систем трещин. Чаще всего они разного возраста. Трещины нередко ветвятся, в результате чего возрастают их плотность и густота. Ориентировка трещин определяется также литологическим составом пород. Для песчаников характерна трещиноватость, перпендикулярная наслоению, для аргиллитов — параллельная, для мергелей — диагональная или косая. Густота трещин часто лимитируется мощностью пластов, при этом чем меньше мощ-

ность (при прочих равных условиях), тем больше густота. Литогенетические трещины обычно ориентированы параллельно наслению и наблюдаются при тонком переслаивании терригенных пород: песчаников, алевролитов, аргиллитов. Трещины естественного гидроразрыва отличаются неравномерностью распределения, ограниченными размерами, нередко затухают на протяжении нескольких сантиметров. Трещинная пористость обычно невелика (доли — первые проценты), поэтому со временем может быть «залечена» минеральными новообразованиями или механическими напряжениями и перестать существовать. Трещинный коллектор характерен для карбонатных пород, образованию трещин в которых способствует высокий темп их уплотнения и повышение хрупкости с глубиной. Для существования трещинного коллектора необходимо, чтобы трещины оставались открытыми (зияющими). Такой коллектор обладает небольшой емкостью, но при значительном размере ловушки в нем могут находиться большие объемы УВ. Определяющим фактором возникновения подобных коллекторов служит хрупкость породы, ее способность к растрескиванию.

В **смешанном** или сложном типе коллектора сочетаются разные виды порового пространства. Поэтому при характеристике коллекторов всегда требуется уточнение ведущего вида, при этом его название помещается в конце определения. У коллекторов смешанного типа свойства варьируют в широком диапазоне. В обломочных породах они могут иметь межзерновой, трещинный и каверновый виды порового пространства. Этот коллектор также может возникнуть в породах, испытавших стресс. Трещиноватость по отношению к кавернозности, а иногда и к межзерновой пористости, является более ранней. Поэтому каверновый коллектор как самостоятельный тип не выделяется, так как каверны могут возникать там, где имеются трещины. Он образуется за счет миграции по ним вод, что приводит к растворению наиболее подвижных компонентов породы и появлению пустот. Этот коллектор может (особенно при наличии каверн) обладать высокой емкостью и проницаемостью и представлять большой нефтегазопроисковый интерес.

К коллекторам смешанного происхождения относятся изверженные и метаморфические породы, их кора выветривания, кремнистые и сульфатные породы, а также различные их ассоциации. Основанием для объединения в одну группу является их примерно одинаковая (незначительная) роль в формировании промышленных скоплений УВ, а также обычно невысокие коллекторские свойства, хотя в ряде случаев они обладают достаточно высокими емкостными характеристиками. Так, залежи нефти и газа иногда встречаются в эффузивных (лавы, пемзы) и вулканогенно-осадочных (туфы, туфобрекчии, туфопесчаники) породах. Коллекторы в эффузивных массивах обычно находятся в ультраосновных породах, пустоты в которых возникли при дегазации излившейся магмы либо в процессе эрозии, тектонического дробления и др. Коллекторские свойства вулканогенных пород часто связаны с вторичным изменением пород, возникновением трещин.

Поровый тип коллектора характерен для зон выветривания магматических и метаморфических пород. На небольших глубинах пористость может достигать 20–25 %, но с погружением существенно понижается. Трещинный тип коллектора образуют магматические, метаморфические породы (граниты, андезиты, сланцы). Поскольку они

по своей природе хрупкие и малопластичные, то могут растрескиваться на разных глубинах при соответствующей тектонической обстановке. Смешанный коллектор в этой группе встречается редко, обычно среди кремнистых пород и вулканических туфов. Резервуары и залежи УВ известны в изверженных и метаморфических породах: пирокластические толщи и серпентиниты (США); гранито-гнейсы (Венесуэла, Вьетнам); риолиты (Югославия); туфопесчаники (Куба). Природа пустотного пространства в таких коллекторах обычно кавернозно-трещиноватая. В тех случаях, когда из таких пород получают промышленные притоки УВ, резервуар располагается вверх по восстанию от трансгрессивно перекрывающих или подстилающих его осадочных образований, из которых возможна миграция в него УВ. Пути движения их служат, очевидно, поверхности напластования или несогласия, а местами скоплений — зоны трещиноватости в хрупких породах фундамента.

3.2.1. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Важнейшими параметрами коллектора являются общая и эффективная нефтенасыщенная толщина (мощность), пористость, проницаемость, глинистость, структура порового пространства, трещиноватость, остаточная водонасыщенность, физико-химические свойства поверхности пустот, коэффициент продуктивности и др. Все они должны рассматриваться с учетом их изменчивости — важной характеристики неоднородности пласта. В плане и разрезе нефтегазоносной толщи, которая формировалась в постоянно менявшихся условиях осадконакопления, минеральный и гранулометрический состав осадков, укладка зерен, степень их цементации, глинистость и т. п. могут варьировать в широких пределах.

Пористость и проницаемость — свойства породы, зависящие от наличия в ней порового пространства, которые определяют способность коллектора удерживать и отдавать флюиды. Пористые и слабопроницаемые породы переслаиваются между собой, выклиниваются, литологически замещаются, образуя сложную систему внутреннего строения залежи. В зависимости от литологии широко варьируют и коллекторские свойства. При погружении пород на большие глубины пористость убывает, но неравномерно. Цементация породы также снижает этот параметр. Поэтому практически любой продуктивный горизонт может рассматриваться как резко изменчивая физическая анизотропная система. Изучение ее неоднородностей имеет важное практическое значение, так как учитывается: при подсчете запасов нефти и газа; определении норм их отбора; проектировании методов воздействия на пласт.

Коллекторские свойства нефтегазоносных объектов часто резко изменяются на небольших расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах одного небольшого образца породы размер отдельных пор сильно колеблется. Их размер и характер строения оказывают большое влияние на движение флюидов в пласте, а также на коэффициент их извлечения. По субкапиллярным порам жидкость почти не перемещается, так как в них межмолекулярное притяжение бывает настолько велико, что для движения требуется очень высокий перепад давления, отсутствующий в пластовых условиях. Благода-

ря межмолекулярному притяжению поверхность минеральных частиц обволакивается слоем крепко связанной воды, которая почти полностью закрывает просветы субкапиллярных поровых каналов. Породы с такими порами имеют абсолютную проницаемость $< 1 \text{ мД}$ ($< 0,001 \text{ мкм}^2$) и не представляют промышленного значения [Гиматудинов, 1982; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Коровкин, Пулькина, 2019].

Основными задачами НГПГ являются: изучение внутреннего строения залежи, выделение в ее объеме геологических тел, сложенных породами-коллекторами, установление проницаемых пропластков, различающихся по геолого-физическим характеристикам. Главными физическими параметрами, которые определяют ФЕС коллекторов, являются пористость, проницаемость и водонасыщенность. Коллекторы обладают геолого-физическими свойствами, обеспечивающими при разработке залежей подвижность флюидов в их пустотном пространстве. Абсолютно непроницаемых пород не существует, но в условиях возможных перепадов давлений при разработке многие породы практически непроницаемы для флюидов — их относят к неколлекторам.

Расчленение продуктивной части разреза скважины, т. е. нахождение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними осуществляется комплексом методов, среди которых преобладают геофизические. Их результаты согласовываются: с геологическими анализами шлама и керна; данными опробования интервалов на приток и исследования скважин гидродинамическими методами. Достоверность расчленения зависит от изученности геологического разреза и теоретической разработки геофизических методов исследования скважин. Коллекторы в разрезе выделяют по характерным кривым на каротажных диаграммах, учитывая при этом геологические данные.

3.2.1.1. Емкостные свойства пород-коллекторов

Способность коллекторов содержать флюиды обуславливается наличием в породах пустот: пор, трещин, каверн. Соответственно, емкостные свойства породы определяются ее пустотностью (пористостью), которая складывается из объема пор, трещин и каверн ($V_{\text{пуст.}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещ.}} + V_{\text{каверн}}$). По времени образования выделяются первичные и вторичные пустоты. Первичные появляются в процессе седиментогенеза и диагенеза, т. е. одновременно с образованием самой осадочной породы, а вторичные — в уже сформировавшихся породах. К первичным относят: пустоты между зернами и частицами, слагающими породу; промежутки между плоскостями наложения; пустоты, образовавшиеся в породе после разложения организмов; пустоты в изверженных породах пузырчатого характера (пемза). Вторичными являются: пустоты, образованные растворяющим действием жидкостей, циркулирующих в породе; трещины, возникающие вследствие сокращения объема породы; трещины и пустоты, образующиеся при кристаллизации; трещины, появившиеся в результате перемещения земной коры; трещины и пустоты поверхностного выветривания [Брод, Еременко, 1957; Сухарев, 1959; Котяхов, 1977; Бурлин, 1976; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009].

Кавернозность пород обусловлена наличием в них вторичных пустот в виде каверн, что свойственно карбонатным коллекторам. Различают микро- и макрокавернозные породы. К первым относят породы с большим количеством мелких пустот в виде пор выщелачивания с диаметром каверн до 2 мм, ко вторым — с рассеянными в породе более крупными кавернами, размеры которых достигают нескольких сантиметров. Микрокавернозные коллекторы на практике нередко отождествляют с поровыми, так как их открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не более 15 %, но может быть и больше. Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность составляет не более 1–2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора залежи могут быть весьма значительными. Микрокавернозная пустотность определяется как по анализам образцов пород, так и по данным геофизических нейтронных методов, а макрокавернозная — только по геофизическим материалам. Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами, изучение макрокавернозности следует проводить вместе с трещиноватостью.

Трещиноватость пород (трещинная емкость) обусловлена наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Плотные карбонатные породы, как и глины, практически непроницаемы, если в них нет трещин. Установлено, что растресканность пород зависит от их литологических свойств: у карбонатных обычно больше, чем у аргиллитов, песчано-алевритовых разностей, песчаников и солей. Величина раскрытости трещин разных пород колеблется в пределах 14–80 мкм. Коэффициент трещиноватости определяется отношением объема трещин к объему образца породы: $m = V_{\text{трещ.}} / V_{\text{обр.}}$. Залежи в трещиноватых коллекторах обычно приурочены к плотным карбонатным толщам. Пронизывающая их разветвленная сеть трещин обеспечивает высокие дебиты флюидов.

По величине раскрытости выделяют макротрещины шириной > 40–50 мкм и микротрещины шириной < 40–50 мкм. Макротрещиноватость в основном характерна для карбонатных коллекторов. Трещины, влияющие на процесс фильтрации и работу скважин, в керне обычно не фиксируются, так как при отборе из таких интервалов порода рассыпается. Макротрещиноватость оценивают визуально по фотографиям стенок скважины, полученным с глубинных телекамер, а также по данным ГДИ. Микротрещиноватость исследуют на больших шлифах или крупных образцах кубической формы со стороной 5 см. Трещинная емкость коллекторов составляет от долей процента до 1–2 %. Наличие макротрещиноватости включает в процесс дренирования и каверны. Таким образом, чаще всего трещины играют роль фильтрационных каналов, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород. В чистом виде трещинные коллекторы встречаются весьма редко. При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к смешанному типу [Нефтегазопромысловая геология..., 1983; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Основными параметрами ФЕС породы являются: пористость, проницаемость и насыщенность флюидами. **Пористость** — наличие в породе межгранулярных пор,

не заполненных твердым веществом. Величина ее зависит от укладки зерен в терригенной породе (рис. 12). Для ее характеристики используется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют поры (отношение объема пустот к общему объему породы). Коэффициент пористости для обломочных пород в идеальном случае (когда зерна породы одинаковые по размеру и имеют шарообразную форму) не зависит от размеров зерен, а только от их укладки и однородности по размеру. При кубической упаковке пористость составляет 47,64 %, а при ромбической — 25,95 %, независимо от размера шаров. Реальная пористость существенно меньше из-за разных размеров частиц, присутствия цемента.

Для пород, состоящих из неодинаковых по размеру обломков (конгломератов, глинистых песчаников), пористость резко снижается, так как мелкие зерна заполняют промежутки между крупными, уменьшая тем самым объем порового пространства. Максимальная пористость характерна для хорошо окатанного отсортированного несцементированного песка. Величина пористости промышленных коллекторов находится в пределах 10–20 %, минимальная — ~ 5 %. На больших глубинах (свыше 4–5 км) отмечается значительное повышение пористости даже в глинистых породах, обусловленное высокими давлениями и температурами, в результате чего развивается трещиноватость и частично растворяется цемент. Такая пористость называется вторичной, с ней связываются значительные перспективы, так как она распространяется на большие глубины (до 5–7 км), чем первичная.

Для коллекторов проницаемость учитывается отдельно для нефти, газа и воды, обладающих различными фильтрационными свойствами. Максимально возможные глубины формирования залежей УВ — до 9–10 км. Такое ограничение связано с интервалами возможного распространения пористости и проницаемости пород (из-за возрастающего давления). На таких глубинах можно рассчитывать на обнаружение лишь газовых залежей. Для нефти возможные глубины ее залегания ограничиваются геотермическими градиентом — предельными температурами ее синтеза [Гиматулинов, 1982; Дашевский, Камарганов, Зейгман, Шамаев, 2002].

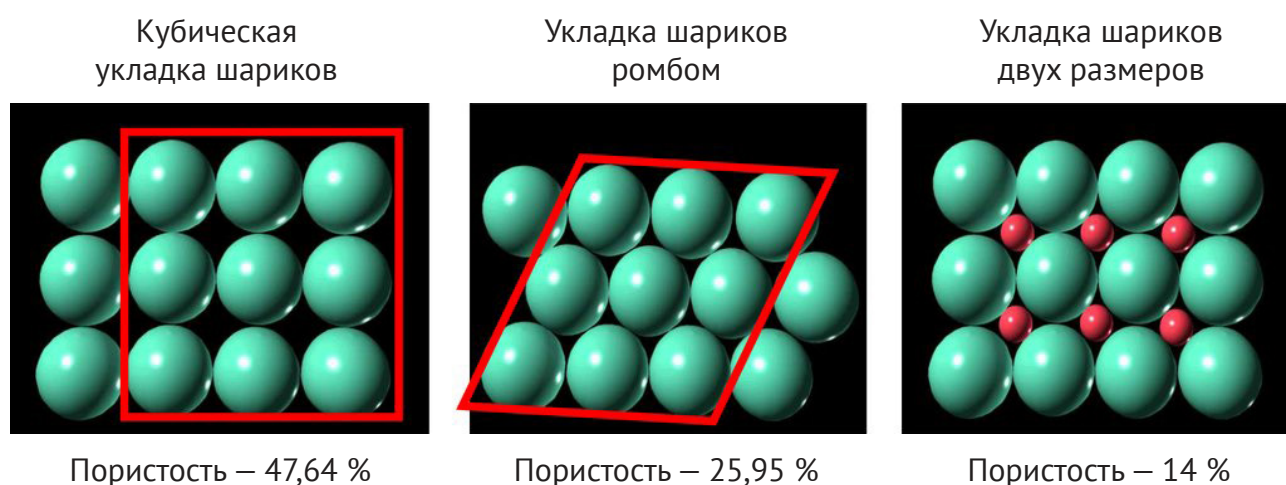


Рис. 12. Влияние упаковки зерен на пористость породы [ppt-online.org]

Выделяют общую, открытую и эффективную пористость [Брод, Еременко, 1957; Ханин, 1976; Котяхов, 1977; Нефтегазопромысловая геология..., 1983; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009]. **Общая** (полная, абсолютная) — объем всех пустот породы, включая поры, каверны и трещины, связанные и не связанные между собой. Коэффициент общей пористости — это отношение суммарного объема всех пор в породе к ее объему: $K_{\text{общ. п}} = V_{\text{пор}}/V_{\text{гп}}$, где $K_{\text{общ. п}}$ — коэффициент общей пористости; $V_{\text{пор}}$ — объем пор породы; $V_{\text{гп}}$ — объем породы. При промышленной оценке залежей УВ учитывается **открытая** пористость (объем сообщающихся пор): $K_{\text{п}} = V_{\text{с. пор}}/V_{\text{гп}}$, где $K_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости; $V_{\text{с. пор}}$ — объем сообщающихся пор породы; $V_{\text{гп}}$ — объем породы. Открытая пористость меньше общей на величину изолированных пор. Определяется она с помощью насыщения высушенной породы керосином. Много изолированных пор в известняках, доломитах и туфах. Разница между общей пористостью и открытой увеличивается в ряду песок — песчаник — алевролит. Коэффициент используют при подсчете запасов.

В нефтепромысловой геологии необходимо знать именно открытую пористость, которая зависит от размеров пор и соединяющих их каналов, гранулометрического состава слагающих породу частиц и их сцементированности. Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах — от нескольких процентов до 30 %. Определяется $K_{\text{п}}$ в лаборатории по образцам пород или по данным геофизических исследований скважин. Наиболее тесная связь пористости с показаниями ГИС отмечается для методов сопротивления, нейтронных и акустического. Для неглинистых терригенных коллекторов оценка открытой пористости может быть произведена по методу ГК. Сопоставив для интервалов с отбором керна значения $K_{\text{п}}$ с данными геофизических методов, строят зависимости типа керна — ГИС. На их основе для всего фонда скважин, в том числе пробуренных без отбора керна, возможна объективная оценка $K_{\text{п}}$.

Эффективная (динамическая) пористость учитывает объем связанных между собой пор, насыщенных нефтью, т. е. значение открытой пористости за вычетом коэффициента остаточной водонасыщенности. Она определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Используется при подсчете запасов. Коэффициент эффективной пористости — это отношение объема участвующих в фильтрации пустот к объему породы. Величина пористости зависит от формы, укладки, сортировки зерен, но не от их размеров. Так, для очень хорошо сортированных песков $K_{\text{п}} = 43 \%$; а нижний предел — 6–8 %, меньше которого порода уже не коллектор. Суммарный объем трещинных пустот невелик (0,1–1,0, иногда 2–3 %), но он оказывает существенное влияние на фильтрационные свойства. При этом следует иметь в виду, что нефть и газ извлекаются при разработке не полностью и по окончании эксплуатации пласт содержит некоторую остаточную нефтенасыщенность.

По величине пор коллекторы условно разделяют на три группы: сверхкапиллярные диаметром 2,0–0,5 мм; капиллярные 0,5–0,0002 мм; субкапиллярные < 0,0002 мм. В сверхкапиллярных порах движение флюидов подчинено законам гидравлики, т. е. вода, нефть и газ в них свободно перемещаются под действием гравитационных сил. В капиллярных движение жидкости затруднено вследствие сил молекулярного сцепления. По-

роды, пустоты в которых представлены в основном *субкапиллярными* порами и каналами, независимо от значения коэффициента общей пористости практически непроницаемы для флюидов, т. е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.). Движение нефти в пласте осуществляется лишь по сообщающимся между собой поровым каналам размером $> 0,0002$ мм [Сухарев, 1959].

3.2.1.2. Фильтрационные свойства пород-коллекторов

Проницаемость — важнейшая характеристика коллектора, определяющая его способность пропускать через себя флюиды. В Международной системе единиц (СИ) за единицу проницаемости (1 мкм^2) принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления $0,1 \text{ МПа}$ расход жидкости вязкостью $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Проницаемость нефтеносных песчаников изменяется в широком диапазоне — от $0,05$ до 3 мкм^2 , трещиноватых известняков — от $0,005$ до $0,02 \text{ мкм}^2$. Она зависит: от размера и конфигурации пор (величины зерен); плотности укладки и взаимного расположения частиц (рис. 13); трещиноватости пород; поперечных (к направлению движения флюидов) размеров пустот. Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам. Абсолютно непроницаемых пород нет, поскольку при соответствующем перепаде давления можно продавить жидкости и газы практически через все геологические тела.

При эксплуатации месторождений в пористой среде перемещаются нефть, газ, вода или их смеси. В зависимости от флюида проницаемость одной и той же породы будет различной. В процессе разработки залежей в пустотном пространстве коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т. е. однофазовая фильтрация. При других обстоятельствах может быть двух- или трехфазовая фильтрация — совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или их смеси. В разных

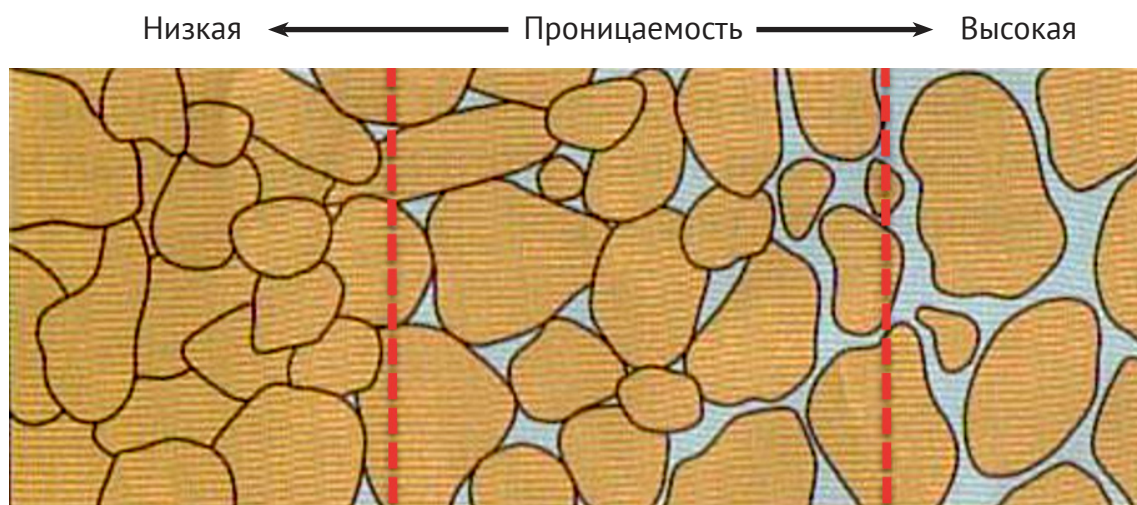


Рис. 13. Зависимость проницаемости от формы, размеров и укладки минеральных зерен породы [fr.slideserve.com]

условиях фильтрации проницаемость коллектора для каждой фазы будет существенно отличаться. Поэтому для характеристики нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости [Брод, Еременко, 1957; Ханин, 1976; Котяхов, 1977; Нефтегазопромысловая геология..., 1983; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009].

Под **абсолютной** понимается проницаемость, измеренная при прохождении через породу флюида любого фазового состава в условиях полного насыщения им пор, химически инертным по отношению к ней. Для ее оценки обычно используют воздух, газ или инертную жидкость, так как физико-химические свойства пластовых флюидов оказывают влияние на проницаемость. Абсолютная проницаемость зависит только от свойств породы. Так, в продуктивных нефтегазовых коллекторах она колеблется в очень широких пределах — от нескольких тысячных до единиц мкм². Среди разрабатываемых широко распространены залежи со средней проницаемостью коллекторов 0,03–1,0 мкм².

Эффективная (фазовая) проницаемость показывает способность среды пропускать через себя жидкость (нефть, воду) или газ в зависимости от их соотношения между собой. Например, через водонасыщенную породу проходит газ или нефть. Значение этого типа проницаемости зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз и от их физико-химических свойств. Фазовая проницаемость закономерно уменьшается по мере снижения объемной доли данной фазы в фильтрационном потоке.

Отношение фазовой проницаемости, измеренной по какому-либо флюиду, к абсолютной в условиях полного насыщения им породы, называется **относительной проницаемостью**. Наибольшей, приближающейся по значению к абсолютной, проницаемость пород бывает в тех случаях, когда по порам двигается чистая нефть. Экспериментально изучен характер потоков с разным сочетанием фаз. Если по порам перемещаются нефть и газ в отдельности (две фазы), эффективная проницаемость для нефти начинает уменьшаться. Когда же по порам двигаются три фазы (нефть, газ, вода), эффективная (фазовая) проницаемость для нефти еще более уменьшается. С ростом обводненности пластов фазовая и относительная проницаемости нефти и газа снижаются, для воды — увеличиваются. Например, если содержание воды составляет 80 %, фазовая проницаемость для керосина снижается до нуля, т. е. через пористую породу двигается только чистая вода. Для нефтяных залежей при окончании их разработки, когда объект интенсивно промыт водой, некоторая доля остаточных запасов нефти всегда находится в пласте.

Установлено, что проницаемость зависит от следующих основных факторов.

1. Поперечное сечение пор, которое, в свою очередь, зависит от размеров зерен, плотности их укладки, сортировки и степени цементации, т. е. проницаемость пород также обусловлена этими четырьмя факторами. Однако в отличие от пористости, на которую при прочих равных условиях не влияет величина зерен породы, проницаемость непосредственно зависит от последней. Чем меньше диаметр зерен, тем меньше поперечное сечение пор в породе, а следовательно, ниже ее проницаемость. Если в породе очень много сверхкапиллярных пор, через которые легче всего может двигаться жид-

кость, то такая порода относится к хорошо проницаемым. В субкапиллярных движение жидкости встречает очень большое сопротивление, и потому породы с такими порами практически непроницаемы или малопроницаемы.

2. Чем сложнее конфигурация пор, тем больше площадь соприкосновения флюидов с зернами породы и проявления сил, тормозящих движение жидкости, и, следовательно, тем ниже проницаемость такой породы.

3. Если отдельные поры плохо сообщаются друг с другом, т. е. отдельные системы пор разобщены, проницаемость такой породы резко сокращается.

4. По трещинам, особенно когда они имеют большие размеры (сверхкапиллярные), движение жидкости проходит легко. Даже если общая масса породы имеет плохую проницаемость, наличие многочисленных трещин сверхкапиллярного типа способствует ее росту, так как по ним возможно движение флюидов.

5. Одна и та же жидкость смачивает разные минералы по-разному. Это особенно важно в тех случаях, когда порода обладает капиллярными и субкапиллярными порами, в которых сильно развиты капиллярные силы взаимодействия молекул жидкости с молекулами поверхности капилляра. Качественный состав породы, а также свойства самой жидкости в порах имеют исключительно важное значение [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Проницаемость пород прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости флюида. Порода может быть непроницаема для жидкости и проницаема для газа. При больших градиентах давления возможна фильтрация флюидов через любую породу. Реальные значения проницаемости одной и той же породы, определяемые по фильтрации разных флюидов (нефть, газ, вода), различаются между собой. Кроме влияния фазы, эффективная проницаемость зависит также от пластовой температуры ($T_{пл.}$) и давления ($P_{пл.}$) — вязкость флюида повышается с ростом $T_{пл.}$ и по-

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Оценка коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый Алеврит мелкозернистый	16,5 29	≥ 1	очень высокая
II	Песчаник среднезернистый Алеврит мелкозернистый	15–16,5 26,5–29	0,5–1	высокая
III	Песчаник среднезернистый Алеврит мелкозернистый	11–15 20,5–26,5	0,1–0,5	средняя
IV	Песчаник среднезернистый Алеврит мелкозернистый	5,8–11 12–20,5	0,01–0,1	пониженная
V	Песчаник среднезернистый Алеврит мелкозернистый	0,5–5,8 3,6–12	0,001–0,01	низкая
VI	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алеврит крупнозернистый Алеврит мелкозернистый	0,5 2 3,3 3,6	$< 0,001$	коллектор не имеет промышленного значения

Рис. 14. Классификация песчано-алевритовых коллекторов по ФЕС [Ханин, 1976]

нижается с увеличением $P_{пл.}$. Поэтому в промысловых условиях проницаемость определяют: по КВД (при неустановившемся режиме); результатам ГДИ скважин; установленным на образцах керна петрофизическим зависимостям проницаемости от пористости или нефтенасыщенности пород. Надежных методов определения проницаемости по геофизическим данным пока нет.

Для практических целей коллекторы разделяют по емкостным и фильтрационным показателям. В нефтепромысловой геологии широко используется классификация песчано-алевролитовых коллекторов А. А. Ханина (1976), согласно которой выделяются шесть классов, различающихся по ФЕС (рис. 14).

3.2.2. Нефте-, газо- и водонасыщенность пород-коллекторов

При изучении разрезов скважин выделяются: общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах; эффективная толщина, равная общей толщине за исключением прослоев флюидоупоров; суммарная толщина прослоев нефте- и газонасыщенных коллекторов. В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности водонефтяного или газоводяного контакта. Значения эффективной и нефтегазонасыщенной толщин в залежи иногда сильно различаются.

Часть порового пространства нефтегазонасыщенных коллекторов занята водой, в разной степени минерализованной. Воды подразделяются: на собственные продуктивных пластов (подошвенные, краевые, остаточные); посторонние: верхние и нижние, залегающие вне пласта; промежуточные [Сухарев, 1959; Михайлов, 2008]. Подошвенные или краевые — воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые залегают и в размытых сводовых частях складок или вверху моноклинально залегающих пластов. Промежуточные воды приурочены к водоносным пропласткам, находящимся в самом пласте, а верхние и нижние — к чисто водоносным пластам (выше и ниже его). Продуктивные пласты также содержат воду в нефтегазосохраняющей части залежи.

Связанные между собой водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему. Поэтому изменения пластового давления и свойств жидкостей при эксплуатации залежи происходят под влиянием водоносной части резервуара. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта при его разработке. Большое значение для подсчета запасов УВ и проведения мероприятий по воздействию на пласт имеет изучение свойств и закономерностей распределения остаточной воды в пористой среде, содержание которой может колебаться от десятых долей до 70 % от объема пор. Состояние остаточной воды и начальное распределение жидких и газообразных УВ в пласте зависят от многих характеристик пористой среды и пластовых жидкостей: структуры пор и состава пород, их физико-химических свойств и пластовых жидкостей, количества и состава остаточной воды и т. д.

Начальное распределение УВ и остаточной воды в пористой среде пласта чрезвычайно важно для фильтрации флюидов и вытеснения нефти из него. Молекулярная природа поверхности коллекторов зависит от количества, состава и состояния остаточных вод. Существенное влияние в поровом пространстве она оказывает на фазовые проницаемости породы для газообразных и жидких флюидов. Многие другие явления, происходящие в пласте, а именно: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество и формы существования УВ, остающихся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии, во многом также зависят от первоначального распределения в нем жидкостей. Породы большинства коллекторов были изначально заполнены и смочены водой, а УВ появились позднее. Вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть полностью удалена из пласта при образовании залежи и стала остаточной. Содержание ее в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенках пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в тупиковой части пустот (рис. 15). Для НГПГ интерес представляет остаточная вода, находящаяся в открытом пустотном пространстве. Считают, что в пористой среде и других дисперсных телах она находится в следующих видах:

- 1) капиллярно-связанная в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- 2) адсорбционная, удерживаемая молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанная с частицами пористой среды. Молекулы такой воды ориентированы, по свойствам она значительно отличается от свободной;

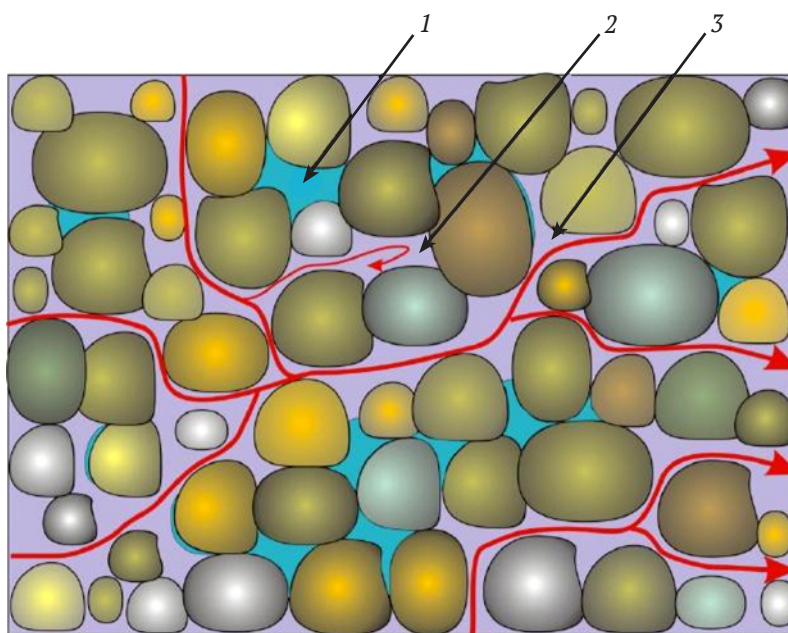


Рис. 15. Модель порового пространства коллектора. Поры: 1 – изолированные; 2 – тупиковые; 3 – открытые [present5.com]

3) пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободная, удерживаемая капиллярными силами в дисперсной структуре, захваченной механически. Она ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть (конденсат), вода — газ [Нефтегазопромысловая геология..., 1983].

При анализе породы обычно определяется общее количество остаточной воды. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации такой воды и сложностью раздельного определения ее видов, так как мало известно о размещении воды и УВ в пористой среде. Состояние воды в нефтегазовых пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует, и преобладающая часть остаточной воды находится в капиллярно-связанном состоянии. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком поверхностном натяжении между нефтью и водой, при слабой минерализации последней. Поэтому можно предполагать, что в пластах, содержащих нефти и слабоминерализованные сильнощелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно-связанном и пленочном состоянии. Количество форм остаточной воды зависит также от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей.

Следует помнить, что при разработке нефтяных залежей на естественных режимах или с воздействием на пласт в коллекторах остаются зоны с остаточной нефтью, извлечение которой позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи. По экспертным оценкам, остаточные запасы нефти (100 %) количественно распределены следующим образом [Спутник нефтегазопромыслового..., 1989]: 1) низкопроницаемые пропластки и участки, не охваченные водой — 27 %; 2) застойные зоны однородных пластов — 19 %; 3) линзы и тела у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами — 24 %; 4) капиллярно-удерживаемая и пленочная нефть — 30 %. Нефть (первые три пункта), не охваченная заводнением из-за высокой макронеоднородности пластов и застойных зон, образуемых потоками жидкости, составляет ~ 70 % всех остаточных запасов. Это основной резерв для повышения нефтеотдачи пласта. Добиться этого можно посредством совершенствования систем и технологий разработки и применения гидродинамических МУН. Остальная часть (4-й пункт) остается в обводненных коллекторах вследствие их микронеоднородности и может быть извлечена при помощи различных физических и физико-химических методов.

Состав остаточной нефти в пласте. Изменение свойств нефти в процессе разработки может происходить как в сторону увеличения, так и уменьшения ее плотности. Утяжеление связано со снижением пластового давления при эксплуатации и потерей легких фракций нефти из-за дегазации, а также окислением ее при соприкосновении с закачиваемой водой за счет гравитационного перемещения в глубь залежи утяжеленных нефтей. Свойства нефти могут изменяться даже в пределах небольших участков одного пласта. Более легкие нефти обычно остаются в верхних частях сводовых структур.

Силы, удерживающие остаточную нефть. Наличие этой нефти обусловлено малой скоростью фильтрации ее в низкопроницаемых пропластках и линзах. Причем это в основном вызвано загрязнением призабойной зоны пласта (ПЗП — примыкающая

к стволу часть, в которой при вскрытии происходят изменения природных параметров) при бурении и нагнетании воды. Силы, действующие в пласте, насыщенном двумя или более подвижными фазами, подразделяются на вязкостные, поверхностные, гравитационные и упругие. Поверхностные или капиллярные создают на границе раздела жидких фаз давление порядка 0,01–0,30 МПа. Величина поверхностных сил определяется смачиваемостью породы и микронеоднородностью пористой среды, размером поровых каналов. Вязкостные силы (гидродинамическое сопротивление) пропорциональны вязкости нефти. При больших коэффициентах динамической вязкости в коллекторах возникают критические градиенты давления или начальный градиент давления, препятствующие фильтрации нефти. Гравитационные силы создают постоянно действующий градиент давления, численно равный разности плотностей нефти, газа и воды. Величина этого градиента может составлять 0,1–10 МПа/м. В результате происходит всплытие в воде нефти или газа в нефти. Упругие силы возникают при изменении напряженно-деформируемого состояния пласта из-за снижения пластового давления. Они вызывают закупорку поровых каналов, уменьшение микротрещин и способствуют появлению остаточной нефтенасыщенности.

Причины нахождения остаточной нефти в пласте. Главная причина невозможности полного вытеснения нефти из пластов заводнением заключается в несмешиваемости жидкостей, из-за чего образуется поверхность раздела между нефтью и водой и происходит удержание первой в пористой среде капиллярными силами. Неполное вытеснение в охваченных заводнением областях пласта обусловлено гидрофобизацией коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к гидродинамической неустойчивости контакта «нефть — вода», за фронтом вытеснения остаются капли или скопления нефти [Жданов, Гришин, Гординский, 1966; Токарев, 1990]. Они находятся в виде пленок на зернах породы и глобул, сосредоточенных в тупиковых порах или пористой среде, обойденной водой. Если нефть вытеснять из пласта смешивающейся с ней жидкостью, то в результате молекулярной диффузии жидкость-растворитель проникла бы в нефть, а УВ нефти в растворитель, и тогда с течением времени нефть была бы полностью удалена из пласта. В качестве растворителей, вытесняющих нефть из пласта, можно применять спирты, эфиры, серо-углеводород, однако это дорогостоящие вещества. Поэтому для этих целей используют природный газ, воду, двуокись углерода, воздух.

Для выявления внутренней структуры залежи необходимо знать положение границ между коллекторами и флюидоупорами, проводимых по кондиционным ФЕС пород, т. е. по граничным значениям свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и флюидоупоры, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками. Эти граничные значения называют также нижними пределами существования продуктивных коллекторов. Накоплен значительный опыт обоснования предельных значений параметров нефтегазонасыщенных пород, который используется при подсчете запасов. Большинство способов позволяют устанавливать кондиционные значения проницаемости пород, отдельные служат для определения только пористости и нефтенасыщенности.

Проведение границ между коллекторами и флюидоупорами или между коллекторами разной продуктивности по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты, так как фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других. Например, породы с одним и тем же коэффициентом проницаемости могут различаться по пористости, нефтегазонасыщенности, вытеснению и т. д. Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью различаются по значениям удельных коэффициентов продуктивности. Нередко к породам, по граничным значениям проницаемости являющихся неколлекторами, приурочены промышленные притоки нефти, а в отнесенных к коллекторам породах отсутствуют проявления УВ. В связи с этим пока нет общепринятой методики установления кондиционных значений свойств нефтегазонасыщенных пород. Считают, что для определения границ между коллекторами и флюидоупорами следует использовать геофизические показатели, отражающие совокупность сложно взаимодействующих свойств пород, или какой-то комплексный параметр, характеризующий ФЕС породы одним числом. Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновать для каждого пласта или прослоя на основе комплексного обобщения данных лабораторного анализа керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Коэффициентом нефтенасыщенности K_n (газонасыщенности K_g) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к его суммарному объему: $K_n = V_n / V_{с. пор}$, где V_n — объем нефти в образце породы; $V_{с. пор}$ — объем сообщающихся пор. Коэффициент водонасыщенности K_v коллектора — отношение объема остаточной воды, находящейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот. Для нефтенасыщенного коллектора $K_n + K_v = 1$. При подсчете запасов УВ и проектировании разработки требуется знание коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Величину коэффициента K_n (K_g) находят через содержание остаточной воды как разность: $K_n = 1 - K_v$.

Остаточная вода и ее состояние в породах оказывают большое влияние на вытеснение УВ из пустотного объема при разработке залежей. Количество, состав и состояние этой воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, а также нефти, газа и самой воды, с характером пустот. Коллекторы даже в пределах одной залежи могут различаться по смачиваемости. Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот, ее называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой) (рис. 16).

В других случаях поверхности зерен плохо смачиваются водой вследствие адсорбции на них пленки нефти, такие породы называют гидрофобными (рис. 17). При коэффициенте водонасыщенности $K_v > 0,1$ породы считают гидрофильными, а при $K_v < 0,1$ — гидрофобными. В первых вытеснение нефти из пустот при прочих равных условиях и высокой проницаемости протекает значительно легче, чем во вторых. В гидрофильном коллекторе вся нефть находится в подвижном состоянии и при вытеснении как бы скользит по пленке воды. В гидрофобном часть нефти, образуя пленку на стенках пустот, не перемещается, вследствие чего увеличиваются ее потери в пласте. Это следует учитывать при подсчете запасов и разработке, определяя величину конечного нефтеизвлечения.

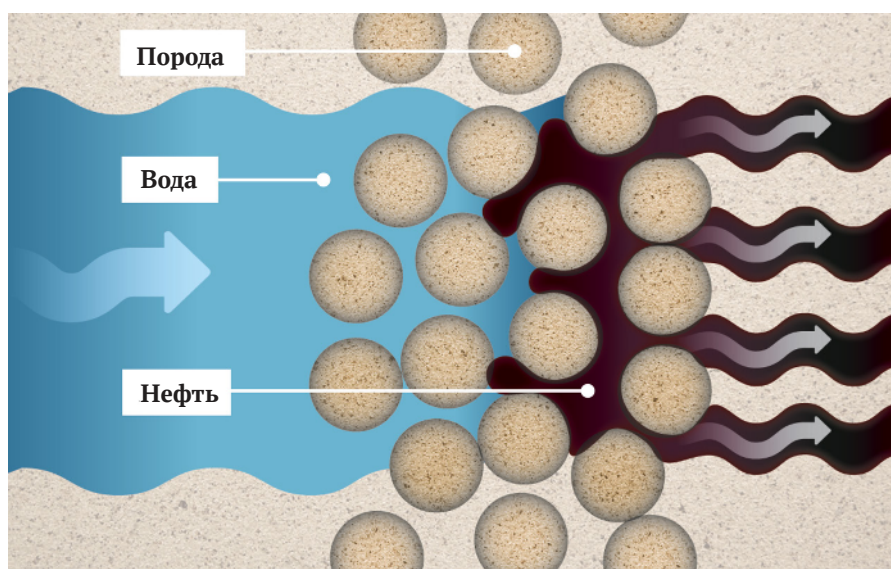


Рис. 16. Гидрофильный коллектор [gazprom-neft.ru]

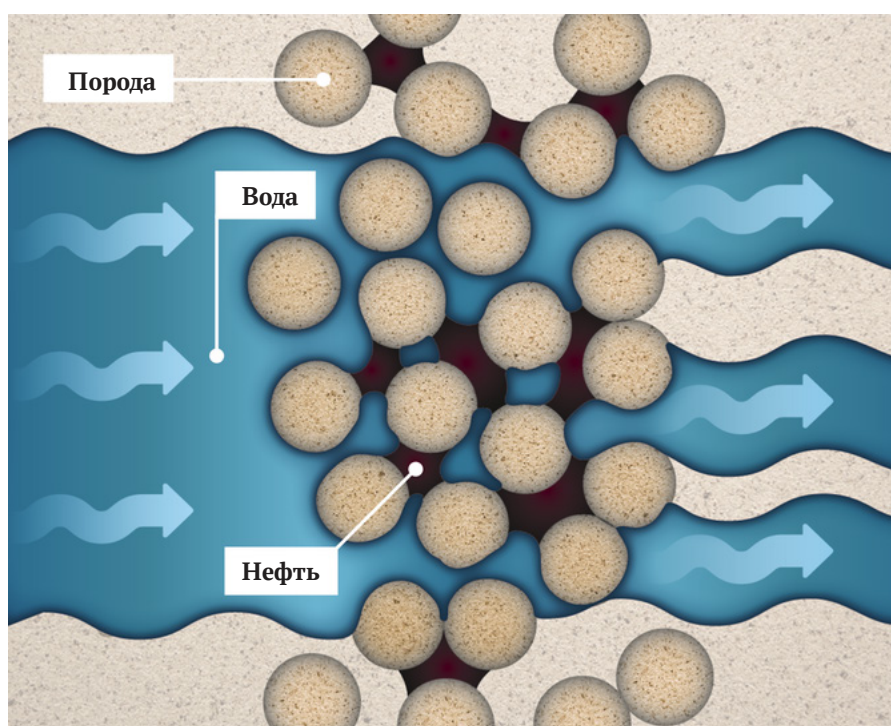


Рис. 17. Гидрофобный коллектор [gazprom-neft.ru]

В зависимости от условий формирования залежей, характеристики коллекторов, их ФЕС, смачиваемости и других параметров, значение начальной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов находится в пределах 97–50 % при соответствующей начальной водонасыщенности 3–50 %. Для подсчета запасов, нефтегазоотдачи и решения других задач НГПГ необходимо знать эффективную и динамическую пористости пород, связанные с водо- и нефтенасыщенностью.

Однако прямое (по образцам пород) и косвенное (данные ГИС) определение этих коэффициентов не дает надежных результатов. По керну нефтегазоносность не может быть определена по следующим причинам: при выбуривании образца часть нефти или газа вытесняется из него фильтратом промывочной жидкости; при подъеме его на поверхность из-за снижения давления в нем от пластового до атмосферного увеличивается объем нефти и газа, и они вытекают из образца; при снижении давления из нефти выделяется растворенный в ней газ, который также вытесняет часть нефти.

Коэффициент водонасыщенности пород менее подвержен влиянию внешних факторов, и при соблюдении определенных условий отбора образцов и проведения анализов получают удовлетворительные результаты. Так, коэффициент водонасыщенности может быть более надежно определен, если при выбуривании керна промывочная жидкость не проникает в пласт, например приготовленная на известково-битумной или нефтяной основе. Количество остаточной воды может быть определено экстрагированием образцов в специальных приборах — взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При этом вода испаряется вместе с растворителем, попадая в холодильник, где и конденсируется. Поскольку вода тяжелее применяемых углеводородных растворителей, то она накапливается в нижней части ловушки.

Быстро и просто количество связанной воды определяется методом центрифугирования. Образец, полностью насыщенный водой, помещают в центрифугу, в которой под действием центробежных сил вода выбрасывается в ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Поэтому по мере увеличения частоты вращения центрифуги вода вытесняется сначала из крупных пустот, в которых силы слабее, а затем из мелких [Ханин, 1976; Котяхов, 1977; Михайлов, 2008].

3.3. Породы-флюидоупоры

Сохранение скоплений нефти и газа в коллекторах возможно только в тех случаях, если они перекрыты непроницаемыми для них породами (покрышки, флюидоупоры, экраны), препятствующими их перемещению (рис. 18). Чем ниже проницаемость покрышки и выше ее пористость, тем лучше ее экранирующие свойства. К флюидоупорам относятся глины, аргиллиты, глинистые известняки, соли, гипсы, ангидриты. По снижению надежности они располагаются в следующем порядке: соль → ангидрит → гипсы → глины → песчано-алевролитоглинистые породы. Эти породы перекрывают коллектор сверху (в ловушках), но могут и замещать его по простиранию, когда, например, глины сменяют песчаники вверх по пласту.

Покрышка препятствует миграции флюидов по вертикали и горизонтали (латерали). Понятие «покрышка» относительное, так как если она не пропускает жидкость, то через нее может проходить газ, который имеет меньшую вязкость. В то же время при больших перепадах давления жидкости будут фильтроваться через непроницаемую породу.

Флюидоупоры различаются по характеру распространения, мощности, наличию или отсутствию нарушений сплошности, однородности сложения, плотности, проницаемости, минеральному составу. Их экранирующая способность зависит: от состава гли-

нистых минералов — каолинит (наибольшая проницаемость), монтмориллонит (наименьшая); физико-химических свойств — с ростом плотности пород проницаемость снижается; гранулометрического состава — степень неоднородности, песчано-глинистые прослои, состав цемента; мощности покрышки; трещиноватости и вторичных изменений [Брод, Еременко, 1957; Бурлин, 1976; Михайлов, 2008].

Флюидоупоры дифференцируются: по протяженности (региональные, субрегиональные, зональные и локальные); толщине; литологическим особенностям; степени целостности и т. д. Региональные широко распространены по площади (сотни, десятки тысяч км²), характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью. Обычно они прослеживаются в пределах отдельных регионов: Волго-Уральская, Западно-Сибирская провинции и др. Субрегиональные характерны для нефтегазоносной области или большей ее части (отдельной зоны поднятий), по площади уступают региональным. Зональные выделяются в отдельных районах нефтегазонакопления (1–10000 км²). Реже встречаются локальные экраны (площадь сотни км²), они перекрывают обычно одну или несколько залежей.

По литологическому составу выделяют следующие типы покрышек: однородные (глинистые, карбонатные, галогенные), состоят из пород одного литологического состава; неоднородные — смешанные (песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные и др.), состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости; разделенные, состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород. Мощность покрышек оказывает значительное влияние на экранирующие свойства. Чем она больше, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. Так, на Уренгойском газовом месторождении в сеноманской залежи высотой 230 м покрышкой служат глинистые породы верхнего мела и палеоцена общей мощностью до 670 м.

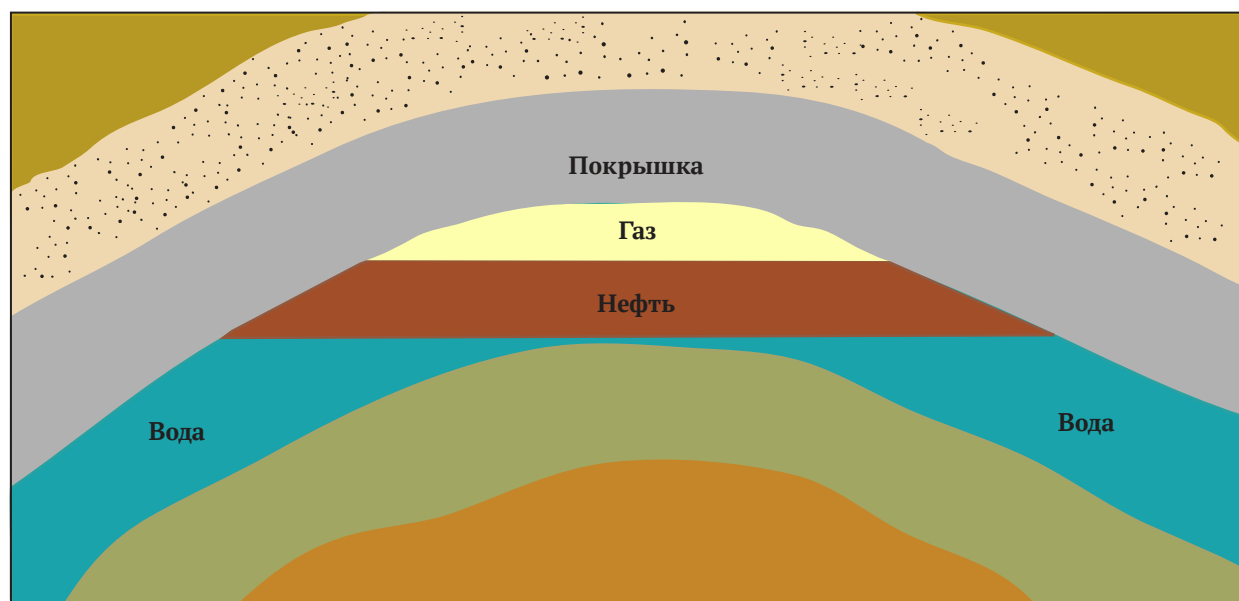


Рис. 18. Покрышка для залежей нефти и газа [present5.com]

К факторам, снижающим изолирующие свойства пород-флюидоупоров, относятся: трещиноватость, неоднородность, малая мощность и большая глубина залегания. Так, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей снижаются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами и способны пропускать флюиды. Экранирующие свойства покрышек во многом зависят от степени их однородности: присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество. Алевролитовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах способствует изменению структуры порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивнее и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов и низкой проницаемостью.

Наиболее широко распространены глинистые покрышки. Глины пластичны, что зависит от степени дисперсности слагающих их минеральных частиц, химического состава и способности к ионному обмену. Известно, что монтмориллонитовые глины обладают лучшими экранирующими свойствами по сравнению с каолинитовыми. Глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту преграду. Однако абсолютно непроницаемых покрышек для нефти и газа в природе не существует. На больших глубинах из-за потери воды глинистые породы становятся хрупкими и могут стать коллекторами. На глубинах от 4–5 км и ниже надежным экраном является каменная соль, которая благодаря своей пластичности деформируется без нарушения сплошности. Ангидриты значительно более хрупкие, чем соль, и не являются надежными экранами [Брод, Еременко, 1957; Бурлин, 1976; Галкин, Плюснин, 2010]. А. А. Ханин (1976) по экранирующим свойствам выделил пять групп покрышек (рис. 19).

Группа	Экранирующая способность	Проницаемость по газу, мкм ²	Давление прорыва газа, МПа
A	Весьма высокая	$\leq 10^{-9}$	≥ 12
B	Высокая	10^{-8}	8,0
C	Средняя	10^{-7}	5,5
D	Пониженная	10^{-6}	3,3
E	Низкая	10^{-5}	0,5

Рис. 19. Классификация покрышек по экранирующим свойствам [Ханин, 1976]

Глинистая покрывка — наиболее часто встречаемый тип флюидоупоров в терригенных НГК. Их экранирующие свойства зависят от состава минералов, имеющих различную емкость поглощения (снижаются включениями зерен кварца и полевых шпатов). По степени преобладания того или другого «глинистого» минерала среди них выделяются каолиновые, монтмориллонитовые и гидрослюдистые. Глинистые покрывки не размокают в воде и образуются при уплотнении, дегидратации и цементации пластичных глин. Они могут быть массивными, плитчатыми и сланцевыми. Для глинистых толщ характерна достаточно низкая проницаемость при сравнительно высокой пористости. В этом случае размеры пор мелкие (субкапиллярные), а капиллярные силы сцепления флюида с породой весьма велики [Жданов, Гришин, Гординский, 1966; Дашевский, Камарганов, Зейгман, Шамаев, 2002; Михайлов, 2008]. Катагенез ведет к обезвоживанию, снижению пластичности и росту трещиноватости, т. е. к ухудшению экранирующих свойств породы. По мере погружения происходит обезвоживание глин, снижается их пластичность, увеличивается трещиноватость. Иногда глина (аргиллит) превращается в трещинный коллектор (баженовская свита верхней юры Западной Сибири).

Лучшие по качеству покрывки — это **каменная соль и пластичные глины**, так как в них нет трещин. В соли из-за ее пластичности нет открытых пустот и трещин, каналов фильтрации, поэтому она является прекрасным экраном на пути движения нефти и газа. Однако если в ней есть примесь песчаника, то фильтрация газа возможна в надсолевые отложения. У гипсов и ангидритов экранирующие свойства хуже, чем у соли. **Сульфатно-солевые** толщи представлены каменной солью, а также переслаиванием: солей, гипсов и ангидритов; солей и глинистых пород. Соли являются идеальным флюидоупором — 35 % месторождений газа перекрыты ими. Непроницаемость солевых покрывок снижается при наличии терригенных прослоев. С подсолевыми отложениями связаны крупные месторождения нефти и газа (сульфатно-карбонатные покрывки). У гипсов и ангидритов экранирующие свойства хуже из-за развития в них трещиноватости.

Карбонатные покрывки представлены в основном пелитоморфными, мелкозернистыми известняками и доломитами, но небольшая примесь глинистого и песчаного материала существенно ухудшает их экранирующие свойства. В заполярной части России известны покрывки промышленных залежей УВ, образованные пористыми породами, но пустоты заполнены льдом и газогидратами — **криогенные** покрывки. Также существуют так называемые ложные покрывки, или полупокрывки, — пласты слабопроницаемой породы, экранирующие не промышленную залежь, а лишь ее промежуточный пласт с крайне низкой емкостью пород и при этом с высокой трещиноватостью.

3.4. Ловушки и залежи нефти и газа

Ловушка — часть природного резервуара, способная удерживать скопления УВ вследствие экранирования ее сверху и с боков относительно непроницаемыми породами [Брод, Еременко, 1957; Нефтегазопромысловая геология..., 1983]. Закономерности их размещения и форма в значительной мере определяются строением резервуара и слагающих его пород. Формируются ловушки на перегибах пласта, в местах ограничения

его тектоническими, стратиграфическими и литологическими экранами, в выступах и линзах. Поэтому классификации ловушек очень разнообразны. Чтобы не происходила утечка УВ, контакт пористых коллекторов и непроницаемой покрышки должен быть изогнут и обращен выпуклой стороной вверх. Наиболее простой ловушкой является антиклинальный изгиб пластового резервуара, перекрытый флюидоупором (пластово-сводовая ловушка). Основными параметрами ее являются: толщина коллектора, площадь (в контуре нижней замкнутой изогипсы) и высота, измеряемая от кровли коллектора в своде до водной поверхности внизу ловушки.

Кроме изгибов внутренние пласты претерпевают и множество других изменений. Например, в результате тектонических движений коллектор может деформироваться и потерять свою однородность. Также возможно замещение проницаемых пород с хорошими коллекторскими свойствами непроницаемыми. Такие ловушки называются литологически ограниченными со всех сторон, и в этом случае весь резервуар может являться ловушкой. В природных условиях резервуары всегда заполнены подземными водами, в основном седиментационными, захороненными вместе с осадками. Благодаря отсутствию движения флюидов в ловушке, УВ распределяются там по плотности согласно закону гравитации. Молекулы и пузырьки нефти и газа, имея меньший удельный вес, в водной среде всплывают вверх до непроницаемых слоев — покрышек. Таким образом, роль ловушек нефти и газа могут играть верхние части антиклинальных поднятий, зоны стратиграфических несогласий или литологического выклинивания, участки локального изменения пористости и проницаемости пород, а также тектонически экранированные части структур.

Существует множество классификаций ловушек нефти и газа, в основу которых положены разные характеристики: морфологические, генетические, а также комбинации из них. В резервуарах по форме и условиям происхождения выделяют следующие ловушки: структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные, тектонические, смешанные (структурно-литологические, структурно-стратиграфические, структурно-тектонические). Термины структурная, стратиграфическая или комбинированная ловушка применяются для объяснения условий их образования. Положение залежи в ловушке зависит от течения подпирающей воды: там, где движение отсутствует, она находится в наиболее приподнятой части ловушки. Если вода мигрирует, залежь может смещаться на разные расстояния по склону структуры. Течение воды определяется по гидравлическому градиенту в данном районе. Поэтому даже при наличии ловушки она может оказаться неэффективной в зависимости от характера жидкости и термобарических условий в настоящее время или в геологическом прошлом.

Каждый из указанных выше типов ловушек может быть дополнен параметрами, учитывающими их индивидуальность. Морфологические и генетические классификации широко используются на начальных этапах разведочных работ при прогнозе ловушек в перспективных толщах слабоизученных территорий и подготовке их к поисковому бурению. Знание морфологии ловушек в этом случае необходимо для определения рациональной сетки сейсморазведочных профилей, оптимального числа поисково-оценочных скважин и выбора рациональной системы их размещения [Брод, Еременко, 1957; Леворсен, 1970; Бурлин, 1976].

Структурные ловушки наиболее распространены, они образуются при локальном воздействии на слои пород тектонических сил, направленных вертикально. Часто их называют пластово-сводовыми, так как они формируются в результате изгиба пластов или разрыва их сплошности. Размеры их в плане составляют несколько километров по ширине и длине, реже больше. Такая ловушка имеет куполовидное поднятие верхней части пласта из-за местной деформации, например складко- или сбросообразования или их комплекса.

Граница залежи внутри структурной ловушки определяется полностью или частично пересечением поверхности подпирающего зеркала воды с покрывкой, налегающей на деформированный коллектор. Из структурных ловушек наибольшее промышленное значение имеют пластово-сводовые (рис. 20). Они образуются в сводах поднятий, над соляными куполами, глиняными диапирами, интрузивными массивами, в теле погребенных рифовых массивов и эрозионных выступов — под облекающими их покрывками. Экранированные ловушки возникают на крыльях и периклиналях антиклиналей, на флексурах и моноклиналях при появлении по восстанию этих структур литологических или гидродинамических флюидоупоров (рис. 21). Формирование скоплений УВ в них происходит следующим образом. УВ, мигрируя вверх по восстанию слоев или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки (своды структур), где и формируют скопления. В платформенных областях структурные ловушки встречаются значительно чаще, чем остальные типы. Антиклинальные складки далеко не всегда имеют вид идеального купола — часто у них свод складки смещается с глубиной. Около 80 % залежей нефти и газа находятся в структурных ловушках.

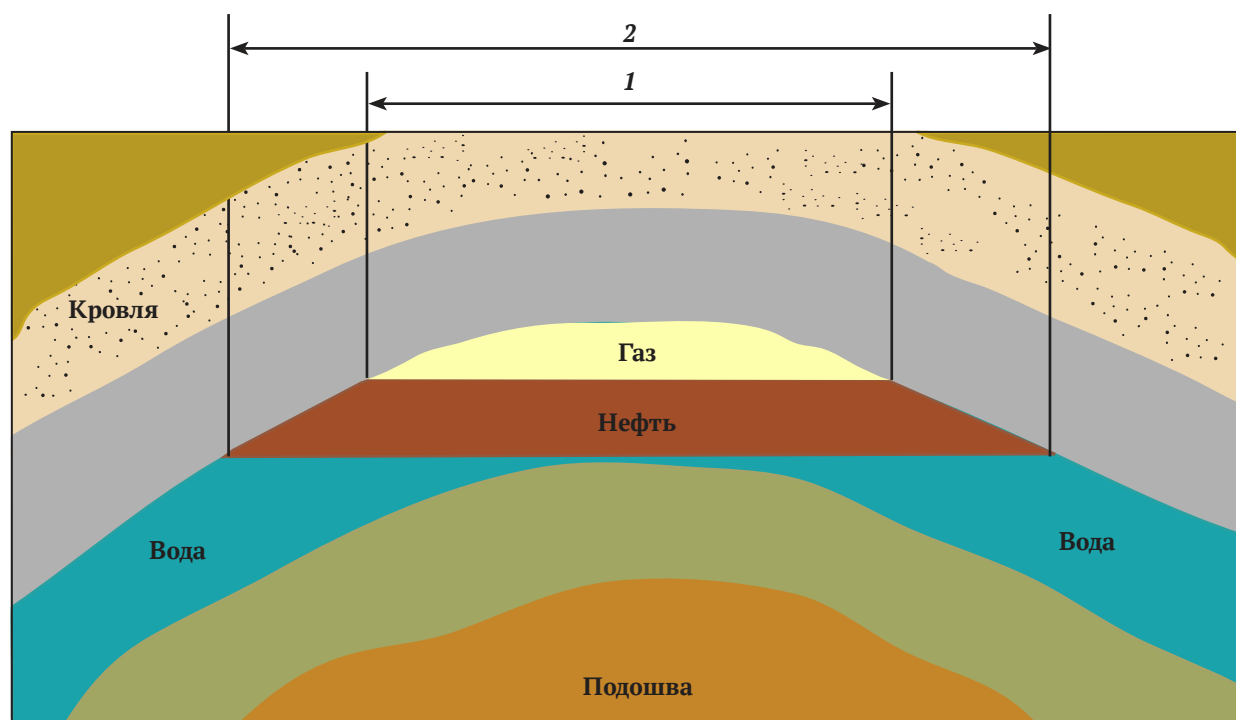


Рис. 20. Пластово-сводовая ловушка для нефти и газа. 1 — внешний контур газоносности; 2 — внешний контур нефтеносности [www.slideserve.com]

Литологические ловушки образованы замещением пористых проницаемых пород флюидоупорами и встречаются: на моноклиналях; бортах прогибов, впадин; склонах сводов и мегавалов. По форме они бывают пластовые, линзовидные, гнездовидные, шнурковые и др. Области их распространения контролируются береговыми линиями древних морей, баровыми, рифовыми островами, руслами древних рек, сложенных песками, галечниками. Масштабы проявления ловушек разные — от местных (локальных) до зональных и региональных. По условиям образования они разделяются на два типа: литологически ограниченные и литологически экранированные (рис. 22).

Первые встречаются в зонах выклинивания коллекторов и замещения их непроницаемыми породами. К ним же относятся и линзообразные ловушки, образовавшиеся в коллекторах погребенных песчаных баров, русловых и дельтовых песчаников, пористых зон карбонатных пород. Экранированные формируются в результате изменчивости коллекторов, например выклинивания песчаников вверх по восстанию слоев, замещения их одновозрастными слабопроницаемыми породами, а также варьирования значений пористости и проницаемости, трещиноватости пород и т. д. В этом случае коллекторы перекрываются слабопроницаемыми породами только по их восстанию. Ловушки этого типа являются полузамкнутыми и имеют гидродинамическую связь с пластовыми резервуарами. Довольно часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ или в аллювиальных отложениях русел палеорек. В этом случае понятия «резервуар» и «ловушка» совпадают.

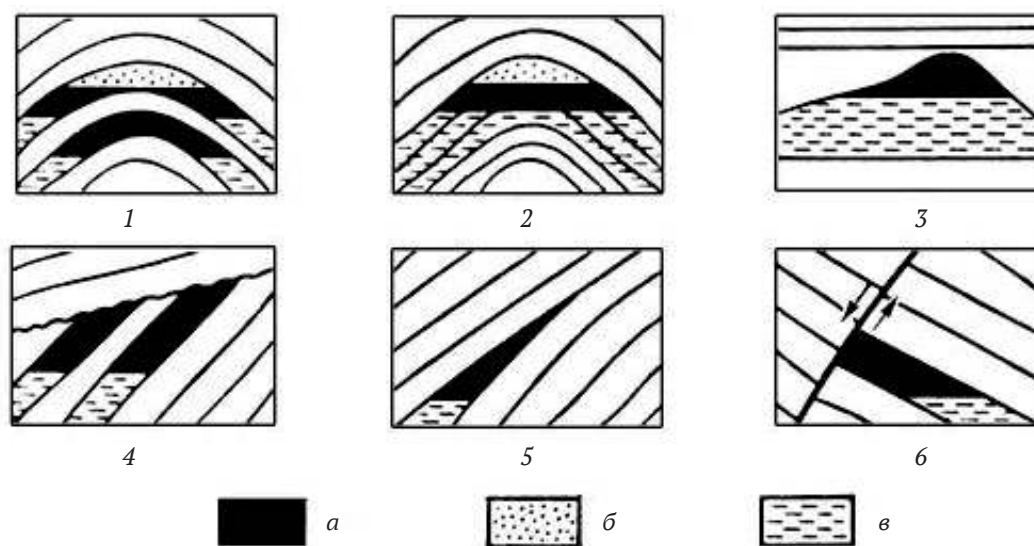
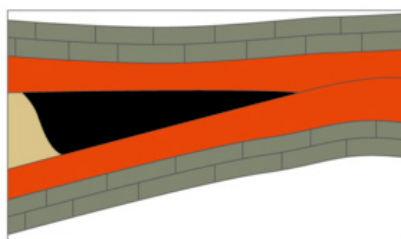


Рис. 21. Залежи нефти и газа различного типа в гидравлически незамкнутых (1–3) и замкнутых (4–6) ловушках: 1 — пластово-сводовые; 2 — массивная сводовая; 3 — в выступе палеорельефа, первичного (например, рифа) или вторичного (эрозионного); 4 — экранированная стратиграфическим несогласием; 5 — в ловушке первичного (фациального, литологического) выклинивания коллектора; 6 — тектонически экранированная; а — нефть; б — газ; в — вода [thepresentation.ru]

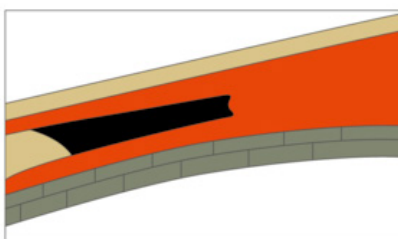
Часто встречаются ловушки, образование которых связано с размывом резервуаров во время перерыва в накоплении осадков (период восходящих движений) и последующим перекрытием их непроницаемыми породами (нисходящие движения). Обычно толщи пород, образовавшиеся после перерыва в осадконакоплении, характеризуются более простыми структурными формами залегания. Поверхность, отделяющая эти толщи от отложений, возникших ранее, называется поверхностью стратиграфического несогласия, а образовавшиеся под ними ловушки — **стратиграфическими** (рис. 23). Основным фактором формирования такой ловушки является изменение стратиграфии или литологии, или обоих параметров в коллекторе, например изменение фаций, пористости и проницаемости, а также исчезновение вверх по структуре коллектора.

По особенностям образования стратиграфические ловушки подразделяются на два типа. Первый связан с несогласным перекрытием коллектора флюидоупорами и последующим изгибом ловушки в положительную структуру под действием тектонических движений. Ловушки второго типа формируются под поверхностью стратиграфических перерывов и угловых несогласий в результате срезания эрозией древних проницаемых толщ и последующего перекрытия их более молодыми непроницаемыми слоями. Форма таких ловушек обычно пластовая, масштабы проявления региональные. Иногда встречаются стратиграфические ловушки, образовавшиеся в результате появления гидродинамического экрана, созданного нисходящим напором вод, циркулирующих по тектоническим нарушениям или по поверхностям стратиграфических несогласий. Известны случаи, когда поверхность такого несогласия стала непроницаемой из-за образования

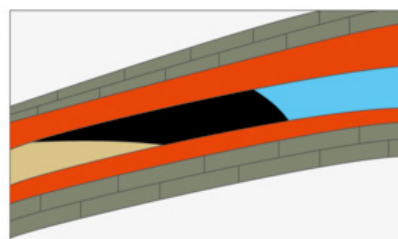
Литологически экранированные



Выклинивание пласта-коллектора

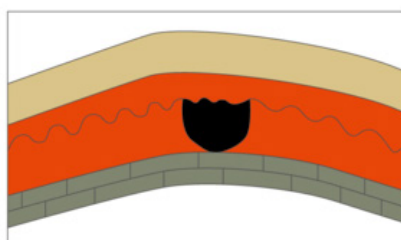


Замещение проницаемых пород непроницаемыми

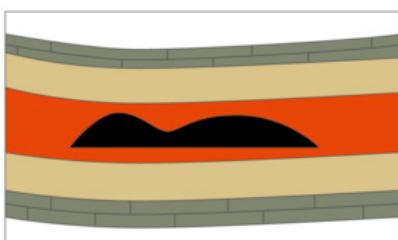


Запечатанные асфальтом

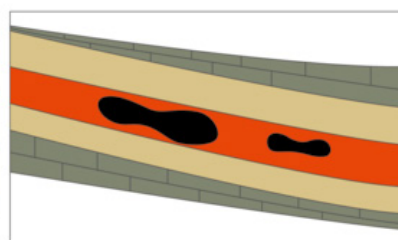
Литологически ограниченные



В песчаных образованиях
ископаемых русел палеорек



В прибрежных песчаных
валоподобных образованиях



В гнездообразно залегающих
песчаных коллекторах

Рис. 22. Литологические ловушки нефти и газа [Андреева, 2003]

в ней асфальтовой пробки в результате разрушения залежи (нефтяное месторождение Чангырташ в Ферганской долине) [Бакиров, 1990].

Рифогенные ловушки (рис. 24) образуются в результате отмирания организмов-рифостроителей (известковых водорослей, кораллов, мшанок, губок и др.), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела и последующего его перекрытия непроницаемыми породами. Если органогенная постройка не выходила на уровень моря, то она называется биогермом (от греч. *bíos* — жизнь и *hérma* — подводная скала). Эти сооружения могут создавать массивы, т. е. группы сближенных биогермов. При приближении к уровню моря они представляют собой подводные или надводные скалы. Активно разрушаясь под действием волн, биогермы превращаются в рифы. Это сложные геологические объекты, которые включают в себя органогенную постройку вместе с продуктами ее разрушения, а иногда хемогенные и биохемогенные отложения.

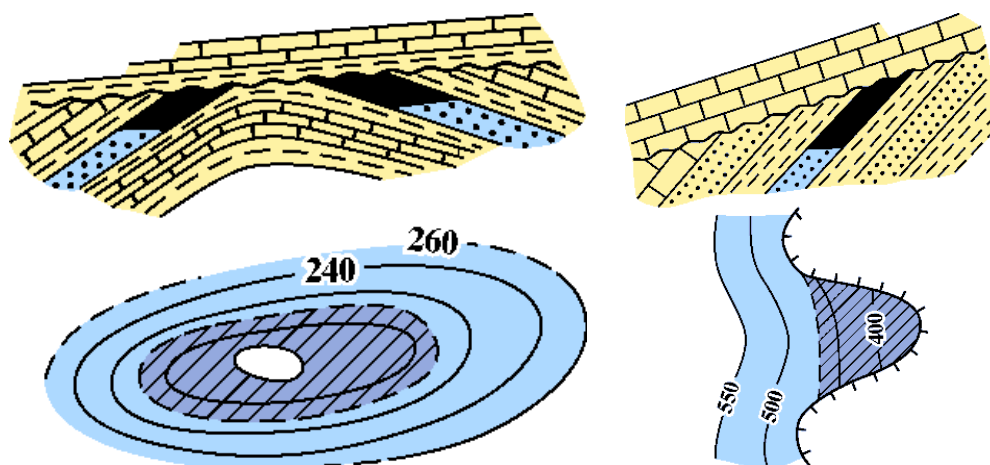


Рис. 23. Ловушки нефти и газа, связанные со стратиграфическими несогласиями [thepresentation.ru]

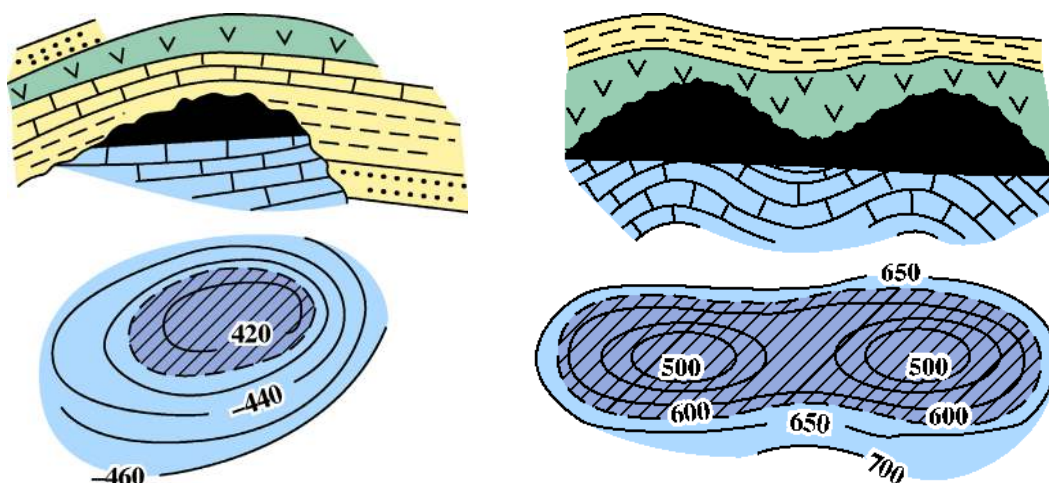


Рис. 24. Ловушки нефти и газа в рифовых массивах [en.ppt-online.org]

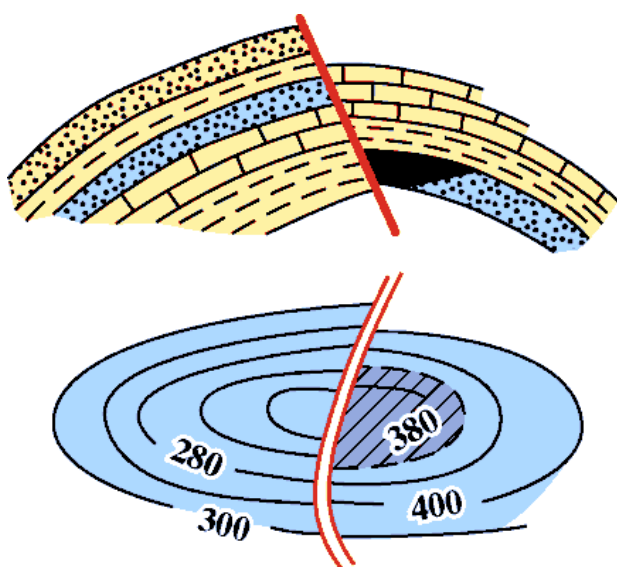


Рис. 25. Тектонически экранированная ловушка нефти и газа [pptcloud.ru]

Тектонически экранированные ловушки (рис. 25) образуются в зонах дизъюнктивных нарушений (сбросы, взбросы, надвиги) или внедрения массива каменной соли, глиняного диапира, интрузивного тела. В результате перемещений тектонических блоков проницаемые пласты приходят в соприкосновение с флюидоупорами, либо экранируются зеркалами скольжения по глинам в зоне разлома. Масштабы развития таких ловушек зависят от размеров и количества разломов. Тектонически экранированные ловушки наиболее характерны для складчатых областей и районов образования соляных куполов.

Тектонические нарушения осложняют складку и, соответственно, влияют на формирование или разрушение скоплений нефти и газа. Смещение проницаемых и непроницаемых слоев может способствовать появлению экрана или приводить к разрушению залежи. Если в структуре образовалось много тектонических нарушений, то в ней может сформироваться несколько самостоятельных залежей. При моноклинальном залегании коллектора ловушка может возникнуть в случае перегиба экрана или пересечения двух и более тектонических нарушений. Если пересечение плоскости нарушения с изогипсами кровли коллектора не дает замкнутой кривой, то ловушка не образуется. Нередко в формировании ловушек участвуют одновременно несколько факторов. В связи с этим выделяются ловушки **смешанного** (комбинированного) типа: структурно-литологические, структурно-стратиграфические, структурно-тектонические.

Происходящие в земной коре тектонические движения нарушают первоначальное горизонтальное залегание пластов, приводят к их выгибанию, смятию, разрыву. Нефть и газ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять в нем самое высокое положение. Они перемещаются вверх, оттесняя воду (эффект гравитации), до тех пор, пока не достигнут кровли коллектора (подошвы флюидоупора). Дальнейшее их продвижение по пласту происходит только в том случае, если его кровля наклонена к горизонту. Тогда УВ перемещаются преимущественно вверх по наклонному коллектору вблизи его кровли. Если на их пути встречается препятствие (литологический экран, изменение наклона пласта на обратное направление), то в этой части резервуара, перед препятствием, образуется скопление нефти и газа. Одно из необходимых условий для их формирования в залежи — наличие ловушки, в которую жидкие и газообразные УВ попадают, мигрируя в пластах.

Обозначение типа залежи состоит из названий резервуара и ловушки, например: пластово-сводовая, пластово-стратиграфическая, массивно-стратиграфическая и т. д. Таким образом, **залежь** — естественное скопление УВ в ловушке, все части которой

гидродинамически связаны. Воздействие на любую из них (отбор УВ, закачка контурной воды или газа) неизбежно отражается на всей залежи. Большинство залежей приурочены к осадочным породам, некоторые из них являются хорошими коллекторами (пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые и кавернозные известняки, доломиты), через которые могут перемещаться флюиды. Такие породы, как глина и сланцы, практически непроницаемы для пластовых газожидкостных смесей и в связи с этим создают условия для скопления нефти или газа, т. е. являются ловушками.

Залежь может относиться к одному или нескольким сообщаемым между собой пластам месторождения. Наиболее распространенными являются сводовые и экранированные залежи. В подавляющем большинстве случаев они контактируют с пластовой водой — подпираются ею (водонапорный режим), либо «плавают» на ней (водоупругий). В залежах разделение флюидов сверху вниз происходит по гравитационному признаку — газ, нефть, краевая или подошвенная воды, которые их подстилают. При таком соотношении газа, нефти и воды залежь называется нефтяной с газовой шапкой. Если же нефтяная часть значительно меньше газовой, залежь называется газовой с нефтяной оторочкой.

При классификации залежей нефти учитывается влияние природных условий на их разработку. Исходя из этого, выделяют два основных типа нефтяных залежей: с активной и ограниченной энергией пластовых вод. Первые можно разбить на три группы: пластовые залежи с хорошей или средней проницаемостью коллекторов, окруженные краевыми водами; массивные, подстилаемые на всей площади подошвенной водой; литологические, имеющие хорошую связь с краевыми водами. К залежам нефти с ограниченной пластовой энергией относят те, в которых из-за низкой проницаемости коллектора или литологической его изменчивости, наличия дизъюнктивных нарушений, приводящих к экранированию залежи, не проявляется активность пластовых вод.

По геолого-промысловым признакам нефтяные залежи классифицируются следующим образом:

- 1) по коллекторским свойствам (10^{-3} мкм²): низкопроницаемые < 50; проницаемые 50–100; высокопроницаемые > 100;
- 2) по начальным дебитам скважин (т/сут): низкодебитные < 7; среднедебитные 7–25; высокодебитные > 25–200; сверхвысокодебитные > 200 [Брод, Еременко, 1957; Бурлин, 1976; Бакиров, 1990; Булатов, 2009].

Кроме указанных характеристик влияние на выбор систем разработки и на перспективы нефтеизвлечения оказывают: строение природных резервуаров; их неоднородность и расчлененность; условия залегания пород; режим залежей; тип цемента в породе и т. д. С учетом этого геолого-физические условия залежей подразделяют на благоприятные для извлечения нефти с применением традиционных методов заводнения и неблагоприятные. В соответствии с этим все разведанные запасы делятся на сравнительно легкоизвлекаемые (активные) и трудноизвлекаемые. К первой группе относятся залежи, при разработке которых традиционными методами вытеснения нефти водой обеспечиваются высокие темпы отбора и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) > 0,4–0,5. К ней также относятся запасы залежей, содержащих маловязкие нефти (< 10 мПа·с) в высокопродуктивных коллекторах. Под трудноизвлекаемыми

ми понимают запасы, для которых при традиционных методах вытеснения характерны низкие темпы отбора и конечный КИН $< 0,2-0,3$. К этой группе относятся все залежи с повышенной вязкостью нефтей, с запасами маловязких нефтей в (> 25 мПа·с) в слабопроницаемых коллекторах, водонефтяных зонах с малой нефтенасыщенной толщиной пласта (< 4 м), а также залежи в нетрадиционных коллекторах [Жданов, 1981].

По фазовому соотношению нефти и газа залежи подразделяются: на *нефтяные*, в которых только нефть, насыщенная в различной степени газом; *газонефтяные* — основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть; *нефтегазовые* — газовые с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива $< 50\%$; *газовые*, содержащие только газ; *газоконденсатные* — газ с конденсатом; *нефтегазоконденсатные* — нефть, газ и конденсат (рис. 26).

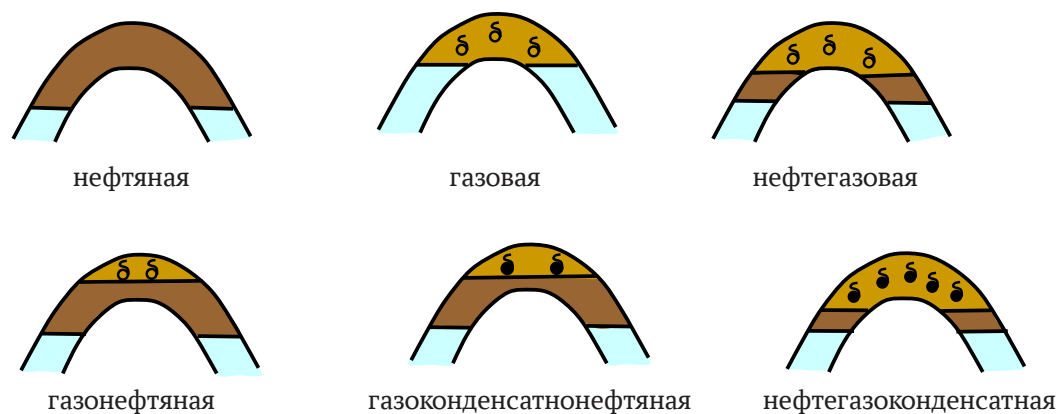


Рис. 26. Классификация залежей по фазовому состоянию УВ [infourok.ru]

По сложности геологического строения выделяют залежи: *простого строения* — однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу; *сложного строения* — одно- и двухфазные залежи, отличающиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений; *очень сложного* — одно- и двухфазные, характеризующиеся наличием литологических замещений или тектонических нарушений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов [Бурлин, 1976; Бакиров, 1990; Булатов, 2009].

Залежи УВ всегда подстилаются жидкостями: нефтяные — водой, газовые — нефтью или водой (являются плавающими). В зависимости от этого различают водо-нефтяной контакт для нефтяных залежей, газонефтяной и газовой для газовых (рис. 27) [Брод, Еременко, 1957; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009].

Водонефтяной контакт (ВНК) — условная поверхность, отделяющая в пласте нефтяную залежь или нефтяную оторочку газовой залежи от контактирующих с ними

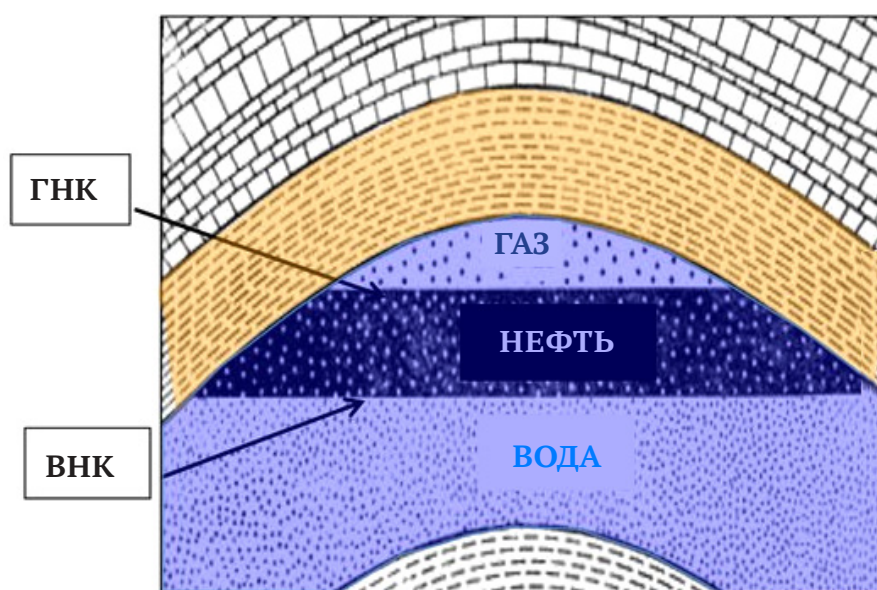


Рис. 27. ГНК и ВНК в залежи [thepresentation.ru]

пластовых вод. Первоначальная (природная) форма поверхности ВНК в зависимости от геологических свойств среды, величины напора и направления движения вод, термодинамических условий в залежи и ее природного режима может быть различной: горизонтальной, наклонной, выпукло-вогнутой и др. В залежах массивного типа поверхность ВНК пересекает все резервуары, содержащие нефть или газ. В зависимости от условий разработки форма (но не абсолютная отметка) поверхности ВНК может существенно измениться относительно первоначальной. Обычно при малых толщинах переходной зоны ВНК принимают за горизонтальную поверхность.

Граница между водой и нефтью не является резкой. По мере приближения к чистой воде содержание нефти в пласте уменьшается, а воды — увеличивается. Часть коллектора, в пределах которой наблюдается переход от чистой нефти к чистой воде, называется переходной или зоной взаимного проникновения мощностью от нескольких сантиметров до 10–15 м. Она зависит от высоты капиллярного подъема воды, коллекторских свойств водоносных и нефтеносных горизонтов, а также от физико-химических свойств флюидов. Морфология поверхности ВНК сложна, лишь условно ее принимают за горизонтальную плоскость, однако она может быть и наклонной. Необходимо наиболее точно установить положение ВНК в пологих структурах с небольшой высотой залежи, так как даже малые погрешности сильно сказываются на точности подсчета запасов нефти. Наличие в песчаниках тонких прослоев глин сильно затрудняет определение положения поверхности ВНК. Для этого необходимо проводить следующий комплекс исследований: промысловые испытания скважин; анализ керна; электрический и радиоактивный каротажи.

Для изучения характера поверхности ВНК, определения положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, составления карт эффективной нефтенасыщенной мощности строят карты изогипс поверхности ВНК, за которую обычно при-

нимают подошву переходной зоны. Положение ВНК отсчитывается от устья скважины или в абсолютных отметках от уровня моря. Для того чтобы знать отметку ВНК для всей залежи, необходимо определить его положение в скважинах (на поисково-оценочном и разведочном этапах во всех скважинах, а на стадии разработки — специального назначения). В зависимости от изменения глубины залегания продуктивного пласта по площади залежи, поверхность ВНК в разных скважинах имеет разную абсолютную отметку. Положение ВНК определяется опробованием скважин комплексом промыслово-геофизических методов или расчетным путем по замерам пластового давления и плотностей воды, нефти. Обычно при наличии градиента напора пластовых вод ВНК наклонен в сторону снижения напора. Для точного определения контакта необходимо учитывать следующее.

1. Осуществляя промысловые испытания скважин, следует иметь в виду, что ВНК должен находиться между высшим положением интервала перфорации (прострела отверстий в колонне труб) в скважине, давшим при испытании 100 % нефти, и низшим — давшим 100 % воды. Быстрое увеличение количества воды в скважине после вступления ее в эксплуатацию может указывать на нахождение ее в водонефтяной зоне (если нет данных о влиянии других факторов, в частности, о появлении конуса воды).

2. В керне необходимо определить наличие нефти и воды и их взаимное положение.

3. Данные электрического и радиоактивного каротажа оказывают большую помощь в определении положения контактов «нефть — вода» и «газ — нефть». Точное их нахождение требуется для построения карт изопахит эффективной нефтенасыщенной мощности при подсчете запасов нефти.

Газонефтяной контакт (ГНК) — поверхность, разделяющая в нефтяной залежи нефть и газ, находящийся в свободном состоянии в виде газовой шапки над ней (см. рис. 27). Поверхность ГНК условна, так как между газовой и нефтяной частями залежи имеется зона смешанного нефтегазонасыщения. Особенно сложно установить ГНК при наличии большой газовой шапки и при малой ширине нефтяной оторочки. Контакт «нефть — газ» представляет собой смесь УВ, сходных по физическим свойствам, поэтому разделение их затруднено. Поверхность ГНК часто не горизонтальна, что связано с неоднородностью коллекторов, условиями формирования газонефтяной залежи или наличием регионального движения вод в пластовой напорной системе. Для наблюдения за перемещением ГНК при эксплуатации залежи периодически составляют карты его поверхности. Для определения ГНК строят также карты изолиний газового фактора по скважинам: путем интерполяции и экстраполяции находят изолинию, соответствующую 100%-й добыче газа, принимают ее за контур газоносности и, исходя из этого, определяют контакт «газ — нефть».

Газоводяной контакт (ГВК) — переходная зона в газовой залежи мощностью в несколько метров между свободным газом и водой. Характер и размер этой поверхности определяется в основном капиллярными силами. Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды, и чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем больше толщина этой зоны, и наоборот. ГВК может быть горизонтальным и наклонным. Он определяется промыслово-геофизическими методами, так же как и ВНК, т. е. по результатам опробования скважин и геофизиче-

ским материалам. Для точного определения поверхности ГВК проводятся комплексные исследования: электрический, радиоактивный и акустический каротаж, изучение кернов, промысловые испытания скважин. Если на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал пласта, включающий ГВК, а при использовании обычных геофизических методов не получено положительных результатов, то для оценки положения контакта можно использовать следующие способы.

1. Акустические исследования в работающей скважине с помощью глубинного шумомера в зоне вскрытого интервала. Анализ общей и линейной интенсивности изменения шума позволят оценить положение ГВК.

2. Термокаротаж последовательно в работающей и остановленной скважинах и сопоставление полученных термограмм. Отрицательная аномалия температурной кривой, полученной при работе скважины в зоне вскрытого интервала, характеризует газоносную часть пласта, а зоны повышения температуры соответствуют водоносной области.

3. Измерение давлений в работающей скважине при помощи дифференциальных манометров — положение ГВК определяют по точке перегиба кривой изменения давления по глубине.

4. Перфорация под давлением в предварительно осушенной скважине со вскрытием сначала верхней газоносной части пласта и затем нижней водоносной. Иногда положение ГВК определяют расчетным путем.

Не всегда по результатам геофизических исследований можно надежно интерпретировать полученные данные (например, при наличии трещиноватых коллекторов). Тогда для определения положения ГВК производится поэтапное опробование снизу вверх небольших интервалов пласта, начиная с водяной части и кончая газовой, с последующим перекрытием интервалов, вскрытых ранее. Этот способ оценки положения ГВК довольно трудоемкий. Кроме того, при опробовании водяной части и создании высоких депрессий может прорваться газовый конус, а при испытании газовой — образоваться водяной конус, что приводит к ошибкам в оценке положения ГВК. При этом подтягивание газа или воды может произойти из-за негерметичности цементного кольца за колонной. Если при опробовании вскрыта значительная часть пласта и получен одновременно приток газа и воды, то установить положение ГВК достаточно сложно. Обычно ГВК не определяют по уровню жидкости в остановленной скважине, так как после ее возбуждения этот уровень в стволе чаще всего находится выше контакта «газ — вода» в пласте, что может быть связано как с замедленной стабилизацией давления (из-за низких коллекторских свойств), влиянием капиллярных сил на границе ГВК при наличии уровня воды в стволе скважины ниже кровли газоводяного горизонта, так и с пропусками газа в арматуре и соответствующей компенсацией за счет притока его из пласта при наличии уровня выше кровли газоносного объекта. Причиной аномально высокого положения уровня в стволе по сравнению с положением контакта может также быть плохая очистка и засорение призабойной зоны, вследствие чего затруднен уход жидкости в пласт при остановке скважины.

Знание положения ГВК чрезвычайно важно при разработке газовых объектов. Изменение первоначального положения контакта при эксплуатации залежи, т. е. про-

движение подошвенной или контурной воды, начинается с того момента, когда зона понижения давления в газовой части достигнет контакта «газ — вода». Наблюдение за изменением положения ГВК в процессе разработки позволяет определить режим работы залежи и количество поступающей воды, что дает возможность планировать расположение и выбирать конструкцию и глубину забоя проектных скважин. Образование языков и конусов подошвенной воды приводит к искривлению контакта, что необходимо учитывать при анализе материалов. Кроме того, следует различать пластовую воду и смесь технической и связанной воды, объем которой может достигать больших значений.

Обоснование положения ВНК, ГНК, ГВК. В пластах с хорошими коллекторскими свойствами залежи обычно характеризуются резкой границей между флюидами. Однако даже в этом случае между зонами предельного нефте(газо)-насыщения и водонасыщенной располагается переходная зона. В ее разрезе условно можно выделить три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью или газом. При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти и газа, а среднего — нефти (газа) с водой, причем чем ближе к водонасыщенной зоне, тем больше воды в продукции. Опробование нижнего интервала с нефте(газо)-насыщенностью меньше критической дает пластовую воду.

Контакт «нефть — вода» обычно образует геометрически сложную поверхность: горизонтальную или наклонную. Для определения контуров залежей проводится условная плоскость, которая является средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. На объектах, где величины переходной зоны не более 1–2 м, поверхность ВНК принимается условно горизонтальной. Поверхность контакта «газ — вода» из-за большой разницы в плотностях флюидов практически всегда близка к горизонтальной. Для обоснования начального положения ВНК и ГВК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин, на которой приводятся сведения о результатах опробования, ГДИ и интерпретации ГИС. Положение водонефтяных и газоводяных контактов залежей, находящихся на стадии разведки, т. е. в положении гидродинамического равновесия, обычно принимается в первом приближении за горизонтальную плоскость. Тщательное изучение закономерностей в положении контактов позволяет в дальнейшем правильно оценить величину запасов, а в некоторых случаях и наметить способы разработки. Наличие разных отметок контактов в достаточно однородной толще может свидетельствовать о различных залежах при отсутствии гидродинамической связи между ними.

Детальное изучение контактов, особенно на крупных месторождениях, показывает присутствие закономерного смещения (наклона) плоскости ВНК, связанного с региональной гидродинамической характеристикой района. Наклон контакта нефти и газа с водой приводит к смещению залежей вниз в сторону одной из периклиналей (окончаний антиклиналей) ловушки, что может оказаться весьма существенным фактором для разведки залежи. Если наклон ВНК установлен на ранней стадии, то можно избежать бурения лишних скважин. Если наклон ВНК очень велик, то залежь может быть смещена так далеко, что наиболее высокая часть структуры окажется непродук-

тивной или будет содержать только газ, а нефтяная залежь расположится на периклинальной структуре.

Основным фактором, обуславливающим наклон ВНК или ГНК, является, по-видимому, гидродинамический градиент, проявляющийся в залежи и определяющий наклон поверхности. В этих случаях плоскости контактов наклоняются в направлении движения водного потока (рис. 28). Интенсивность наклона определяется величиной гидродинамического градиента и разностью в плотностях флюидов [Леворсен, 1970]. Иногда наклон контакта становится настолько большим, что УВ полностью вытесняются из данной структуры. Такая ловушка называется промытой и является непродуктивной (механическое разрушение залежи). Уничтожение, как и существование нефтяных и газовых залежей, происходит в водной среде, а сами подземные воды с некоторыми растворенными в них веществами являются основными факторами этого явления.

Подземные воды разрушают залежи УВ механически, физико-химически, химически и биохимически. Первый вид разрушения заключается в том, что нефть и газ уносятся перемещающимися подземными водами во взвешенном состоянии. Причем нефтяные залежи менее устойчивы к гидродинамическому разрушению, чем газовые. Физико-химическое уничтожение состоит в растворении содержимого газовых залежей в воде при изменяющихся условиях. Так, при повышении гидростатического давления (при погружении), не компенсируемом соответственным ростом газонасыщенности вод, преобладающий в залежи метан будет растворяться, и она может полностью исчезнуть. Наиболее благоприятные условия для рассеивания газовых залежей создаются при температурах $> 100\text{--}120\text{ }^{\circ}\text{C}$, когда растворимость метана в воде резко возрастает. Химически залежи могут разрушаться в результате окисления УВ растворенными в водах веществами, в основном кислородом и сульфатами. Последние влияют на нефтяные залежи в большей степени, чем на газовые. Биохимический характер этому процессу придает участие в нем бактерий [Карцев, 1972].

Наиболее надежные сведения о характере насыщения пластов дает опробование в перфорированной обсадной колонне, а в открытом стволе оно менее достоверно. Поло-

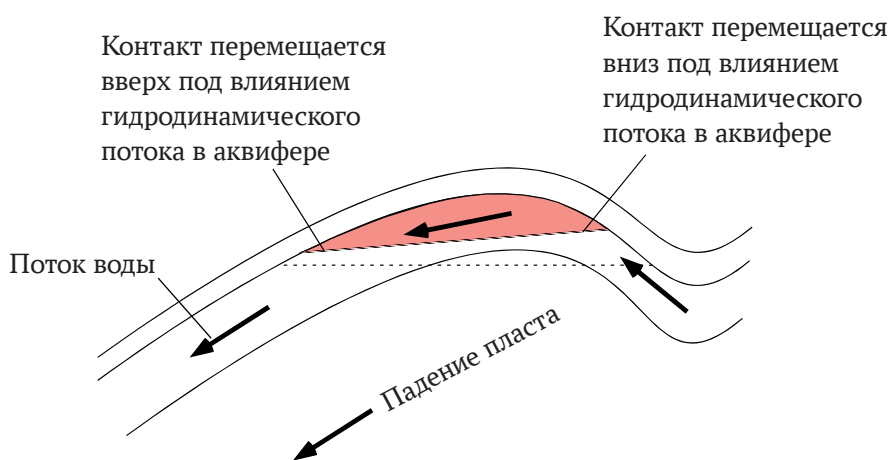


Рис. 28. Влияние гидродинамического потока на наклон ВНК и ГНК
[thepresentation.ru]

жение горизонтального ВНК принимается ниже нижнего интервала, в котором при опробовании получена чистая нефть, и выше верхнего с чистой водой. При обосновании ВНК в интервалах между этими предельными отметками контакт проводится с учетом данных электрических методов. Результаты ГИС в терригенных пластах более надежны чем в карбонатных, так как для последних характерны высокие удельные сопротивления, что существенно затрудняет интерпретацию. Установленные таким образом отметки контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.

Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется *внешним контуром нефтеносности (газонасности)* (рис. 29). Он ограничивает в плане размеры залежи, коллекторы за его пределами дают чистую воду. Если поверхность контакта горизонтальная, то контур в плане параллелен кровле пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела. Длина, ширина и площадь залежи определяются по их проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газонасности). Высотой залежи (высота нефтяной части залежи вместе с газовой шапкой) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее высшей точки. Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с подошвой продуктивного пласта — это *внутренний контур нефте(газо)-носности*. Он ограничивает в плане размеры чисто нефтяной зоны, и скважины, вскрывшие коллектор в его пределах, дают нефть без воды. Для нефтяной залежи площадь между внутренним и внешним контуром нефтеносности называется водонефтяной зоной, для газовой залежи — водогазовой. Для массивной или пластовой водоплавающей залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта, так как внутренний отсутствует. В процессе разработки залежи внешние и внутренние контуры нефте(газо)-носности стягиваются к ее сводовой части.

При горизонтальном ВНК построение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности производится по структурным картам подошвы (внутренний контур) или кровли (внешний) пласта. Под номерами скважин подписывают абсолютные отметки ВНК. Затем на пропорциональном расстоянии между изогипсами на картах проводят линии контуров, которые должны не пересекать изогипсы, а проходить параллельно им. В случае наклонного контакта предварительно составляется карта его верхней части. Затем она совмещается с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей или с картой кровли коллекторов для массивных (водоплавающих) залежей. Через точки с одинаковыми отметками на каждой паре обобщенных карт проводятся внешний и внутренний контуры нефте(газо)-носности. После этого для пластовых залежей внутренний контур переносится на карту поверхности кровли коллекторов продуктивного пласта. Площадь залежей контролируется внешним контуром нефте(газо)-носности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями. Основой для построения структурной карты по кровле пласта служат данные сейсморазведки (метод общей глубинной точки), уточненные материалами пробуренных скважин.

Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор

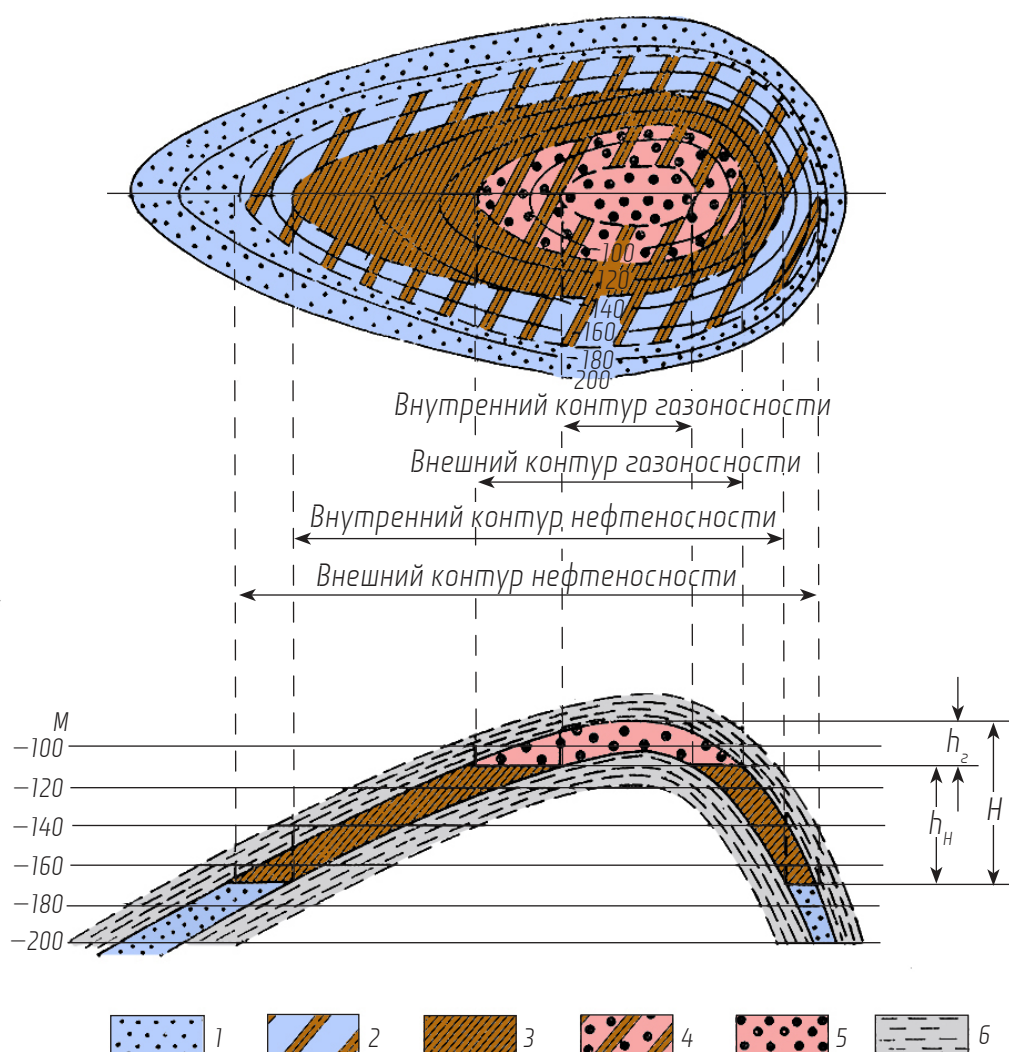


Рис. 29. Элементы пластово-сводовой залежи. Части пласта: 1 – водяная; 2 – водонефтяная; 3 – нефтяная; 4 – газонефтяная; 5 – газовая; 6 – непроницаемая порода. Высоты залежи: h_g – газовой части; h_n – нефтяной; H – общая [studfile.net]

и плотные породы. Толщина продуктивного пласта определяется для расчета объема залежи и равна расстоянию по перпендикуляру от подошвы до кровли пласта. Если пласт неоднороден по строению и содержит линзовидные включения непроницаемых пород, то определяют эффективную толщину, равную суммарной мощности проницаемых пропластков, насыщенных УВ. Она включает толщину пласта за исключением глинистых участков [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009].

Таким образом, при изучении залежей большое значение имеет их внешняя форма, которая определяется положением в пространстве геологических поверхностей, ограничивающих породы разной проницаемости и насыщенности продуктивного горизонта, включенные в общий объем залежи. К таким поверхностям относятся: кровля и подошва залежи, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов; дизъюнктивные нарушения, обуславливающие смеще-

ние разновозрастных пород относительно друг друга; разобщающие коллекторы и не-коллекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород (зоны замещения), со стратиграфическими несогласиями; разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т. е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК. Пересекающиеся граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются границами залежи. Это могут быть линии дизъюнктивных нарушений, границы распространения коллекторов, контуры нефтегазоносности. Определение положения поверхностей и их пересечений, обуславливающих общий объем залежи, входит в процедуру геометризации залежи (выполнение наблюдений, измерений, вычислений и графических построений).

Месторождение нефти и газа — совокупность залежей, контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади, причем это не всегда место их рождения, а лишь современное местонахождение [Нефтегазопромысловая геология..., 1983]. Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади находится одно скопление. Такое месторождение называется одно-пластовым, а имеющее залежи в разных стратиграфических горизонтах — многопластовым (рис. 30). Месторождения, содержащие хотя бы одну промышленную залежь, считаются промышленными.

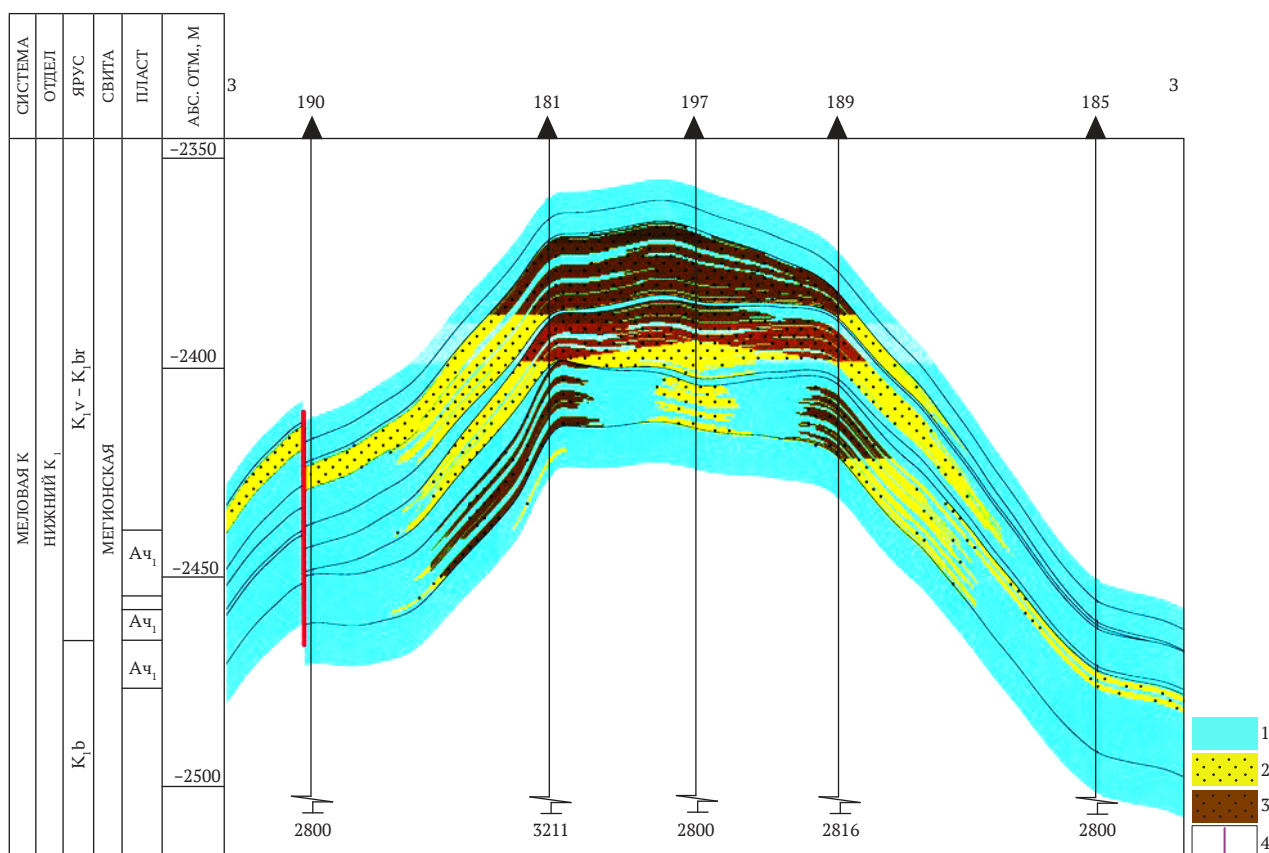
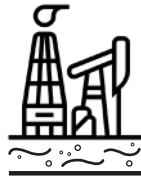


Рис. 30. Многопластовое нефтяное месторождение: 1 — глины; 2 — водоносные горизонты; 3 — залежи нефти; 4 — разрывные нарушения [neftegaz.ru]

В единое месторождение могут быть объединены несколько продуктивных структур. Для промысловой геологии важное значение имеет расположение залежей в плане относительно друг друга. Залежь с большими размерами может сочетаться с небольшими скоплениями в других пластах. Ко всем пластам разного возраста могут быть приурочены небольшие залежи, не совпадающие друг с другом в плане, которые формировались независимо друг от друга, находясь на одном участке земной коры. Размер месторождения, объединяющего такие залежи, принимается по линии, оконтуривающей на поверхности положение всех залежей. Площадь месторождения составляет первые десятки и сотни км², хотя известны и гигантские по площади скопления. Классификация месторождений проводится по различным критериям: запасам УВ; фазовому составу флюидов; генезису и строению структур; количеству залежей; геотектоническому положению и др. Так, по величине извлекаемых запасов нефтяные месторождения подразделяются на мелкие (< 15 млн т); средние (15–60); крупные (60–300); уникальные (> 300 млн т), а газовые — на мелкие (< 40 млрд м³); средние (40–75); крупные (75–500); уникальные (> 500 млрд м³) [Галкин, Плюснин, 2010].



ГЛАВА 4

СОСТАВ, СВОЙСТВА И СОСТОЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

4.1. Нефть в пластовых условиях

Свойства и состояние УВ в недрах зависят от их состава, пластового давления и температуры. Они могут находиться в жидком, газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей и при подъеме продукции на поверхность давление и температура непрерывно снижаются, что сопровождается изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности этих переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их: при подсчете запасов; регулировании эксплуатации и систем сбора; транспортировке.

Нефть и природный газ — это сложные смеси УВ (соединений углерода с водородом). В зависимости от характера сцепления атомов углерода и водорода и их числа в молекуле, одни УВ при нормальных условиях (т. е. при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 0 °С) находятся в газообразном состоянии (природный и нефтяной газы), другие — в жидком (нефть), а некоторые даже в твердом (парафины, содержащиеся почти во всех нефтях). Товарные качества нефтей определяют в лабораторных условиях разгонкой, основанной на том, что каждый углеводород (УВ), входящий в ее состав, имеет определенную температуру кипения (рис. 31).

Началом кипения фракции считают температуру падения первой капли сконденсировавшихся паров, а концом — температуру, при которой испарение прекращается. При подогреве нефть начинает кипеть, и при этом удаляются в первую очередь легкие УВ, имеющие наиболее низкую температуру кипения. При дальнейшем нагревании начинают испаряться более тяжелые УВ. Обычно в лабораторных условиях разгонку нефти проводят в интервалах температур до 100, 150, 200, 250, 300 и 350 °С. Пары нефти, подогретой до определенной температуры, собирают и охлаждают, затем они снова превращаются в жидкость, характеризующую группу УВ, выкипающих из нефти в данном интервале температур. Таким образом, при подогреве нефти в зависимости от температуры кипения из нее вначале испаряются самые легкие — бензиновые фракции, затем более тяжелые — керосиновые, соляровые и т. д. Фракции нефти кипят в интервале температур (°С): 40–200 — бензиновые; 150–200 — лигроиновые; 180–300 — керосиновые; 270–350 — соляровые, газойль; 400 и выше — масляные, мазут [Геология и геохимия..., 1993; Тюменцева, Парфенова, Истомова, 2017].

Состав нефти. Это маслянистая, вязкая жидкость темно-коричневого цвета, состоящая из УВ: предельных, непредельных и ароматических. Предельные (метановые) наиболее простые по строению и получили название от самого простейшего из УВ — метана. В химии их называют алканами. Структурная формула метанового или парафинового ряда $C_n H_{2n+2}$ (n — число атомов): метан (CH_4); этан ($C_2 H_6$); пропан ($C_3 H_8$) и т. д. Непредельные УВ имеют структурную формулу $C_n H_{2n}$ и относятся к нафтеновому или этиленовому ряду (в химии алкены или циклоалканы). Они состоят из нескольких метиленовых групп CH_2 , могут присоединять к себе объединенные кольца и цепочки метанового строения (циклопропан, циклобутан, циклопентан и т. д.). Ароматические УВ получили свое название из-за отчетливых запахов. Структурная формула ароматических УВ бензольного ряда $C_n H_{2n-m}$ (m — четные числа от 6 и выше). Их называют аренами, из-за циклического строения они химически малоактивны [Справочник по геохимии..., 1998].

В среднем нефть содержит 82–87 % углерода (С), 11–14 % водорода (Н) и 0,4–7,0 % примесей (соединения из кислорода, азота, серы). В небольших количествах в ней присутствуют металлы (железо, магний, алюминий, медь, натрий, олово, хром, никель, ртуть и др.). Содержание их в нефти настолько мало, что они обнаруживаются лишь в золе после ее сжигания. Газожидкостная смесь УВ состоит преимущественно из соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. Вместе с тем для добычи и переработки нефти представляют большой интерес входящие в ее состав высокомолекулярные органические соединения, содержащие кислород, серу, азот. К их числу относятся нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафин и др. Хотя их содержание

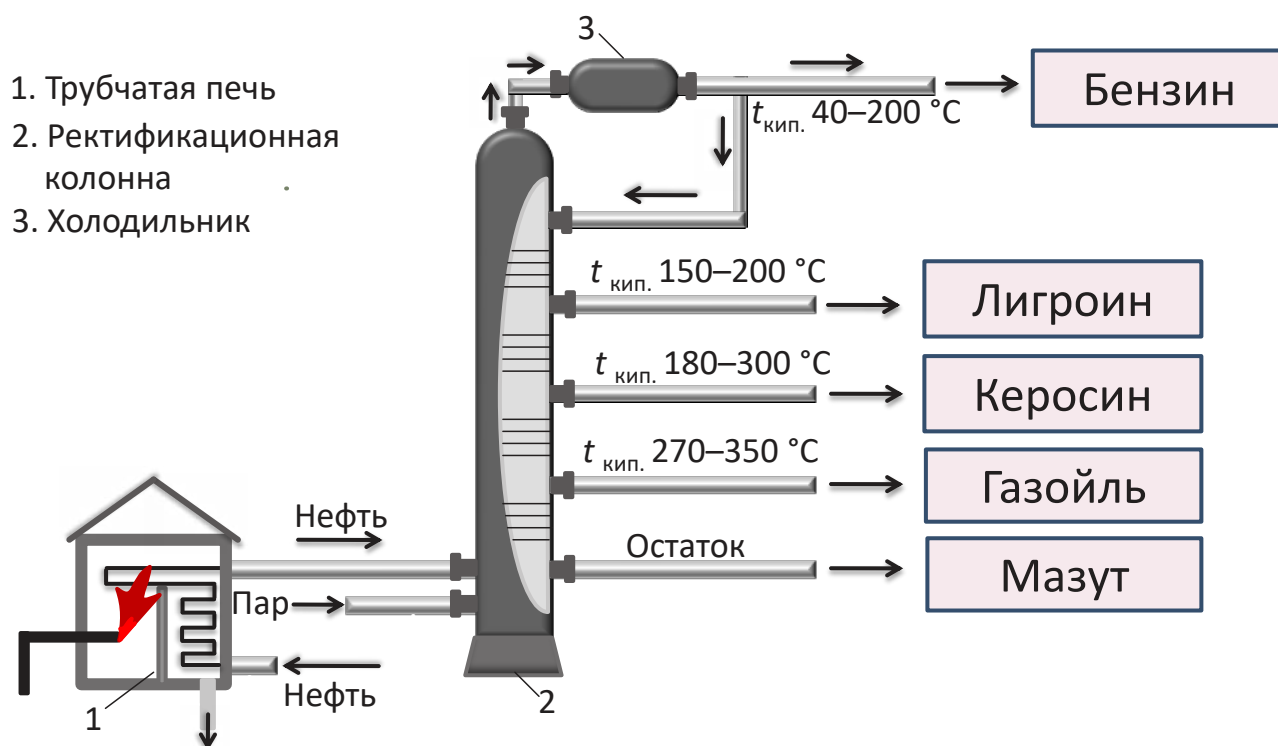


Рис. 31. Схема установки для температурной разгонки нефти [ppt-online.org]

в нефтях невелико, они существенно влияют на свойства поверхности раздела в пласте, в частности, поверхности пустотного пространства, на распределение жидкостей и газов в нем и на закономерности движения УВ при разработке залежей.

Асфальто-смолистые вещества — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу, азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений непостоянного состава, среди которых преобладают нейтральные смолы и асфальтены (1–40 %). Наибольшее количество смол отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ. По содержанию смолистых веществ нефти подразделяются: на малосмолистые (< 18 %); смолистые (18–35 %); высокосмолистые (> 35 %).

Нефтяной парафин — смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам: парафинов $C_{17}H_{36}$ – $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ – $C_{55}H_{112}$. Температура плавления первых +27–71 °С, вторых — +65–88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость. По содержанию парафинов нефти подразделяются: на малопарафинистые (< 1,5 % по массе); парафинистые (1,5–6,0 %); высокопарафинистые (> 6 %). Иногда его содержание достигает 13–25 %. Если температура кристаллизации парафина близка к пластовой, при разработке он может выпасть в твердый осадок. Нахождение в нефти большого количества смолистых и парафинистых соединений делает ее вязкой и малоподвижной, что обуславливает необходимость особых мероприятий для ее извлечения на поверхность и последующей транспортировки.

Газосодержание (газонасыщенность — G) пластовой нефти — объем газа V_r растворенного в 1 м³ пластовой нефти $V_{пл.н}$ ($G = V_r/V_{пл.н}$). Газосодержание обычно выражают в м³/м³ или м³/т. Растворимость газа — это максимальное его количество, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре. Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного [Муравьев, 1977; Геология и геохимия..., 1993; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} — газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ — жидкости и от $C_{17}H_{34}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами. При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде газовой шапки. В то же время часть жидких УВ нефти будет находиться в виде паров также вверху. При высоком давлении плотность газа становится существенной (приближающейся по величине к плотности легких углеводородных жидкостей). В этих условиях в сжатом газе растворяются значительные количества легкой нефти (C_5H_{12} + C_6H_{14}), так же как нефть и тяжелые битумы в бензине или других жидких УВ. В результате нефть иногда полностью растворяется в сжатом газе. При извлечении его из недр на поверхность в результате снижения давления и температуры растворенные в нем УВ выпадают в виде конденсата. Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти, и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Свойства нефти. О качестве нефти ориентировочно судят по ее *плотности*, которая характеризуется массой, приходящейся на единицу объема. Она всегда легче

воды, и ее плотность изменяется в пределах 0,78–0,98 г/см³. Легкие нефти с плотностью < 0,88 г/см³ наиболее ценные, так как обычно в них содержится больше бензиновых и масляных фракций. Этот параметр зависит от количества растворенного газа, температуры и давления, и в пластовых условиях он меньше, чем на поверхности. По плотности нефти (при температуре 20 °С) классифицируются следующим образом (г/см³): особо легкие < 0,83; легкие 0,83–0,85; средние 0,85–0,87; тяжелые 0,87–0,89; битуминозные > 0,89. Очень важным показателем, характеризующим пластовую нефть, является давление насыщения, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки газа. Оно может соответствовать пластовому или быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором — недонасыщена. При давлении насыщения и постоянной температуре плотность нефти незначительно уменьшается, при дальнейшем снижении давления плотность существенно возрастает из-за выделения из нее газа. Плотность нефти и ее объем в пластовых условиях и на поверхности различаются из-за давления и растворенного в ней газа. Отношение объема жидкости в пластовых условиях к ее объему в поверхностных называется объемным коэффициентом. Уменьшение объема извлеченной нефти по сравнению с ее объемом в пласте называется «усадкой». Количество газа в м³, выделившегося из 1 т жидкости, приведенное к атмосферному давлению, называется газовым фактором. В разных нефтяных залежах он изменяется от 10 до 1000 м³/т нефти [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013; Тюменцева, Парфенова, Истомова, 2017].

Важнейшее физическое свойство любой жидкости, в том числе и нефти, — **вязкость** (*внутреннее трение*). Это одно из явлений переноса, свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Этот параметр существенно влияет: на подвижность нефти; коэффициент ее извлечения; продуктивность скважин; эффективность разработки залежи. Вязкость нефти существенно меньше в пластовых условиях, чем в поверхностных, и обусловлена повышенным газосодержанием и температурой. Повышение температуры вызывает уменьшение вязкости нефти. В пласте ее вязкость может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Например, для Арланского месторождения это соотношение > 20, для Ромашкинского — 5,5.

Вязкость зависит также от плотности: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Вязкость смесей аренов больше вязкости смесей алканов. Поэтому нефть с высоким содержанием ароматических УВ более вязкая, чем нефть парафинового основания. Чем больше в нефти содержится смол и асфальтенов, тем выше вязкость. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. Понижение давления ниже давления насыщения приводит к увеличению газового фактора и, как следствие, к уменьшению вязкости. Повышение давления выше давления насыщения для пластовой нефти приводит к увеличению вязкости. Минимальная величина вязкости отмечается, когда давление в пласте становится равным давлению насыщения. Однако известны нефтяные объекты, вязкость которых в пластовых условиях достигает значительных величин: Русское месторождение Тюменской области ($\mu \approx 700\text{--}800$ мПа·с), залежи Ухтинского месторождения Коми ($\mu \approx 2300$ мПа·с), пески Атабаска в Канаде.

Различают динамическую (абсолютную), кинематическую и относительную вязкости нефти. В международной системе СИ *динамическая* (μ) измеряется в Па·с (паскаль секунда или 1 Н с/м^2). На практике часто пользуются меньшими единицами вязкости: пуаз, сантипуаз ($1 \text{ Пз} = 0,1 \text{ Н с/м}^2 = 0,1 \text{ Па·с}$). Динамическая вязкость пресной воды при температуре 20°C равна $0,01 \text{ Пз}$ или 1 сПз (сантипуаз). При трубопроводном транспорте нефти пользуются параметрами *кинематической* вязкости (γ) — отношение динамической к плотности вещества $\gamma = \mu/\rho$. Единица измерения кинематической вязкости в системе СИ — $\text{м}^2/\text{с}$. На практике применяют единицу кинематической вязкости стокс ($1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$).

В лабораторных условиях вязкость определяют вискозиметром путем сравнения времени истечения из его отверстия равных объемов исследуемой жидкости и воды. Результаты определений выражают в градусах условной вязкости. По вязкости (мПа·с) различают нефти: незначительной вязкости (< 5); маловязкие ($5-10$); повышенной вязкости ($10-30$); высоковязкие ($30-200$); сверхвязкие (битуминозные) (> 200). Например, вязкость нефтяных залежей составляет (мПа·с): верхнего мела Северного Кавказа $0,2-0,3$; девона Татарстана и Башкирии, мела Западной Сибири $1-5$; девона Ашальчинского (Татарстан) и Ярегского (Тимано-Печорская провинция, шахтная добыча) месторождений > 30 . По содержанию серы (%) нефти подразделяются: на малосернистые (массовая доля серы $< 0,6$); сернистые ($0,6-1,8$); высокосернистые ($1,8-3,5$); особо высокосернистые ($> 3,5$). Сернистые соединения ухудшают качество нефти, вызывают осложнения при добыче, перекачке и переработке из-за усиленной коррозии металлического оборудования. Иногда для оценки качества нефти и нефтепродуктов пользуются относительной (условной) вязкостью, показывающей во сколько раз вязкость данной жидкости больше или меньше вязкости воды при определенной температуре [Геология и геохимия..., 1993; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Известно, что с глубиной увеличивается температура. С ее повышением вязкость любой жидкости обычно резко уменьшается, поэтому вязкость нефти в недрах меньше, чем на поверхности. Кроме того, в нефти всегда содержится некоторое количество растворенного газа. Для нефтедобычи это благоприятный фактор, так как чем ниже вязкость нефти, тем меньше энергии требуется для ее добычи. Соотношение вязкостей нефти и воды — показатель, характеризующий темпы обводнения объекта. Чем выше этот параметр, тем хуже условия извлечения нефти из залежи заводнением. Значительное влияние на структурно-механические параметры нефтей оказывают также состав пород, свойства и строение пустотного пространства. В зависимости от материала стенок пустот образование и упрочение пространственной структуры в нефтях протекает тем интенсивнее, чем меньше проницаемость породы. Установлено, что проводимость пород для структурированных нефтей в значительной степени зависит от градиентов давления. При небольших градиентах проводимость песчаников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких.

Для нефтяных объектов характерно закономерное изменение основных свойств нефти в пределах залежи: увеличение плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т. е. от свода к крыльям и от кровли к подошве (в мощных пластах). Иногда малоподвиж-

ные высоковязкие УВ (асфальты, твердые битумы и т. п.) образуют в подошве залежи монолитный слой, который частично или полностью запечатывает залежь, изолируя ее от законтурной области. Эти закономерности объясняются физико-химическим взаимодействием нефти с подошвенной водой. Одновременно с увеличением плотности нефти в пределах одной и той же залежи уменьшаются ее газосодержание и давление насыщения растворенного газа. Так, на месторождении Календо (Сахалин) величина газового фактора меняется в пределах 49–70 м³/т, а плотность нефти — 0,83–0,93 г/см³. В лабораториях изучают физические свойства пластовых нефтей, отобранных из скважин глубинными герметичными пробоотборниками. Плотность и вязкость находят при постоянном давлении, равном начальному пластовому. Остальные характеристики определяют при начальном пластовом и при постепенно снижающемся давлении. Для решения геолого-промысловых задач строят графики изменения различных коэффициентов в зависимости от давления, а иногда и от температуры [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Тюменцева, Парфенова, Истомова, 2017].

Нефтяные эмульсии — дисперсная среда, состоящая из двух взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых распределена в другой в виде капель различного диаметра. Нефтяные эмульсии — смеси, в которых нефть является или дисперсионной (внешней, сплошной) средой, или дисперсной (внутренней, разобщенной) фазой. Эмульсии, в которых вода является дисперсионной средой, называют прямыми (например, нефть в воде, водоэмульсионная краска, молоко), а те, в которых дисперсной фазой, — обратными (например, вода в нефти). Тип эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды. Дисперсионной средой обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше.

Основными условиями образования нефтяных эмульсий являются: турбулентность движения продукции в трубах, установках, оборудовании; наличие в ней поверхностно-активных веществ (ПАВ) и взвешенных частиц, называемых природными эмульгаторами. Существенное влияние на образование эмульсий оказывают: состав и свойства жидкостей, образующих эмульсию; разгазирование нефти; температурный режим. Нефтяные эмульсии бывают устойчивыми (медленно разрушающимися) и неустойчивыми. Первые требуют значительных затрат на подготовку нефти до товарной кондиции.

Степень дисперсности и устойчивости образующихся эмульсий зависит от способа эксплуатации. Такие осложнения в работе скважин, как отложение на оборудовании асфальто-смоло-парафиновых веществ, минеральных солей и т. п., способствуют образованию эмульсии, так как любые сужения потока продукции оказывают диспергирующее (измельчающее) действие. Очень интенсивно эмульсии формируются при использовании электроцентробежных насосов, в меньшей степени — штанговых. Движение продукции в промысловых трубопроводах сопровождается дальнейшим снижением давления и температуры потока, разгазированием нефти, дальнейшей концентрации природных эмульгаторов на границах раздела жидкостей. Все это способствует образованию и упрочнению эмульсий. Однако следует учитывать, что в трубопроводах одновременно с образованием происходит и разрушение эмульсий. В сепараторах и отстойниках идет резкое снижение скорости потока жидкости, ее разгазирование, что ведет

к интенсивному дроблению дисперсной фазы. Перерабатывающие заводы постоянно усиливают требования к поставкам нефти с минимальным содержанием воды. Поэтому процесс разрушения эмульсии имеет для них важное значение [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

4.2. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ ($C_n H_{2n+2}$), основным компонентом которых является метан (CH_4). Кроме него в состав газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон. Природные газы подразделяют на следующие группы: чисто газовых месторождений, т. е. сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ; газоконденсатных месторождений — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата ($C_{5+высш.}$); добываемый вместе с нефтью (растворенный газ) — физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина [Муравьев, 1977; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Природные газы. Горючие газы нефтяных и газовых месторождений по своей химической природе сходны с нефтью. Они также являются смесью различных УВ: метана, этана, пропана, бутана, пентана. Самый легкий из них — метан, содержание которого варьирует от 40 до 95 % и более. Чем больше в нефтяном газе легких УВ (метана и этана), тем легче этот газ и меньше его теплотворная способность. В тяжелых нефтяных газах, наоборот, мало этана и метана. В зависимости от преобладания в них легких или тяжелых (от пропана и выше) УВ, газы разделяются на две группы: сухие и жирные. Сухим называют природный газ, который не содержит тяжелых УВ или содержит их мало (C_3 и $C_4 < 75 \text{ г/м}^3$). В жирном газе их $> 150 \text{ г/м}^3$, и из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины. Жирным считают такой газ, в 1 м^3 которого содержится $> 60 \text{ г}$ газового бензина, при меньшем количестве его называют сухим.

С тяжелыми нефтями добывают в основном сухой газ, состоящий преимущественно из метана. В нефтяных газах, кроме УВ, содержатся в незначительных количествах углекислый газ, сероводород и др. Из физических свойств газов необходимо выделить сжимаемость, вязкость и растворимость. При определенном давлении и температуре объем газа можно уменьшить более чем в 600 раз, а при снижении давления с 5,15 МПа до атмосферного его температура вследствие эффекта Джоуля — Томсона понизится на 20°C [Справочник по геохимии..., 1998].

Основным физическим параметром газа является его удельный вес. Обычно используют понятие относительного удельного веса — отношение веса определенного объема газа к весу такого же объема воздуха при одинаковых температуре и давлении. Относительный удельный вес углеводородных газов колеблется в широких пределах от 0,55 у метана до 2,0 у бутана и выше. Месторождения природного газа в зависимости от состава и свойств насыщающих их флюидов подразделяются на три группы.

1. Газонефтяные (природный газ растворен в нефти или находится в свободном состоянии, заполняя повышенную часть залежи — газовую шапку). Газы, добываемые

вместе с нефтью, — это физическая смесь сухого газа (легкие УВ парафинового ряда с содержанием метана до 98 %), пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Такие газы называют нефтяными или попутными.

2. Газоконденсатные (вследствие повышенного давления, достигающего до 25–30 МПа, в газах растворено некоторое количество высококипящих УВ). В этой группе газы насыщены УВ парафинового ряда, в составе которых имеется много УВ от пентана и тяжелее, конденсирующихся при изменении пластового давления. Конденсат включает много тяжелых УВ, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

3. Чисто газовые залежи (практически из одного метана) — сухой газ, свободный от тяжелых УВ. Количество конденсата в нем составляет от 10 до 500 см³/м³ газа, извлеченного из пласта [Справочник по геохимии..., 1998; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Важной характеристикой природного газа является его растворимость в нефти. При постоянной температуре количество растворенного газа пропорционально давлению (закон Генри). Коэффициент растворимости углеводородных газов в нефти колеблется от 0,25 до 2,0 и показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при повышении давления на единицу. Углеводородные газы растворяются в легкой нефти лучше, чем в тяжелой. При снижении давления до определенного значения начинает выделяться растворенный в нефти газ. Давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа, называют давлением насыщения пластовой нефти. Это давление зависит от состава нефти и газа, соотношения их объемов и от температуры. Если в пласте имеется свободный газ (например, при наличии газовой шапки), то давление насыщения нефти газом равно пластовому или близко к нему. Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного давления этот газ конденсируется, т. е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ нельзя перевести в жидкое состояние. Наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико не было давление, называется критической. Давление, соответствующее критической температуре, называется критическим давлением. Таким образом, критическое давление — это предельное давление, при более низких значениях газ не переходит в жидкое состояние, как бы не была низка температура. Так, например, критическое давление для метана ~ 4,7 МПа, а критическая температура –82,5 °С [Муравьев, 1977].

Содержание влаги в газах. Природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовой водой и поэтому содержат ее пары, концентрация которых зависит от состава, давления, температуры газа. Отношение количества водяных паров (в долях единицы или процентах), находящихся в газе, к максимально возможному их содержанию в том же газе при тех же условиях называют относительной влажностью газа. Она характеризует степень насыщения газа водяным паром. Количество паров, находящихся в единице объема или массы газа (г/м³ или г/кг), называют абсолютной влажностью. Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. При определенных термодинамических

условиях вода может выделяться из газа (конденсироваться), т. е. переходить в капельножидкое состояние. В газоконденсатных системах могут одновременно выделяться вода и конденсат. В присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Газоконденсатная залежь представляет собой скопление УВ в пористых породах, в котором при существующих термобарических условиях находится в парообразном состоянии определенное количество бензино-керосиновых компонентов, реже УВ с более высокой молекулярной массой. При изотермическом снижении давления часть их них выпадает в виде жидкости — газоконденсата. В основе формирования газоконденсатных залежей лежит явление растворимости и переноса жидких УВ и неуглеводородных компонентов сжатыми газами при температуре выше критической. Газоконденсатные залежи отличаются от нефтяных однофазным парообразным состоянием флюида, а от чисто газовых — наличием в состоянии обратного испарения жидкой фазы (конденсата), выделяющейся вследствие снижения давления в системе.

Первичные газоконденсатные залежи формируются на значительных глубинах ($> 2,5$ – $4,5$ км) в жестких термобарических условиях ($P_{пл.} > 30$ МПа, $T_{пл.} > 100$ °С), в зоне высокого катагенеза. Образование вторичных происходит за счет ретроградного испарения легких УВ нефтей, растворения их в сжатых газах. Вторичные газоконденсатные залежи располагаются на глубинах $2,5$ – $3,0$ км в зонах преимущественного нахождения нефтяных залежей. В целом формирование и существование газоконденсатных залежей обусловлено совокупностью следующих взаимосвязанных геолого-геохимических и термодинамических условий.

1. Достаточная глубина залегания, определяющая необходимые термобарические условия.

2. Высокие давления и температуры, обеспечивающие ретроградные (обратные) процессы. При этом решающую роль играет давление, предопределяющее минимально возможную глубину залегания газоконденсатной залежи. Роль температуры второстепенная — ее повышение способствует удержанию конденсата в состоянии ретроградного испарения. Одновременное снижение давления и температуры усиливает эффект ретроградной конденсации.

3. Достаточные объемные и массовые соотношения жидкой и газовой фаз.

4. Определенный состав газа, характеризующийся необходимым минимумом гомологов метана.

5. Комплекс геологических факторов, включающий соответствующий облик подземных вод, литологию пород и т. д. [Геология и геохимия..., 1993; Справочник по геохимии..., 1998].

В пластовых условиях конденсат обычно полностью растворен в газе. Различают сырой и стабильный конденсаты. Первый — жидкость, выпадающая из газа в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ, т. е. из пентанов и высших ($C_{5+высш.}$), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ — бутана, пропана и этана, а также H_2S и других газов. Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ — пентана и высших ($C_{6+высш.}$). Его получают из сырого конденсата дегазацией. Температура выкипания его основных

компонентов находится в диапазоне 40–200 °С, молекулярная масса 90–160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,60 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава. Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата (см³) в 1 м³ отсепарированного газа. На практике используется также параметр, называемый газоконденсатным фактором — количество газа (м³), из которого добывается 1 м³ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений в пределах 1500–25000 м³/м³. Величина, обратная газоконденсатному фактору, называется выходом конденсата.

Газы газоконденсатных залежей бывают: с низким содержанием конденсата (< 150 см³/м³), средним (150–300), высоким (300–600) и очень высоким (> 600). Большое значение имеет такая характеристика газа, как давление начала конденсации, т. е. давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газа в виде жидкости. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно со временем будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. При этом в пласте начнет выделяться конденсат, что приведет к его потерям в недрах. Это нужно учитывать при подсчете запасов и выборе методов разработки.

Изучение газоконденсатной залежи следует проводить с самого начала ее освоения. При этом необходимо устанавливать: состав пластового газа и содержание в нем конденсата; давление начала конденсации УВ в пласте и максимальной конденсации; фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях; количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температурах; возможные потери его в недрах при разработке залежи без поддержания пластового давления; фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в стволах скважин, газосепараторах и газопроводах.

О свойствах газа и газоконденсата в пластовых условиях обычно судят по данным об их свойствах в стандартных условиях без отбора и анализа глубинных проб. Основой таких расчетов являются результаты моделирования фазовых превращений углеводородной смеси в лабораторных установках. Однако этот метод недостаточно точен. Газоконденсатные залежи часто сопровождаются нефтяными оторочками. Генезис и тип их соответствуют генетическому типу конденсатов, они образуются в результате переформирования нефтяных залежей в процессе развития или вследствие выпадения жидких УВ из газоконденсатной смеси при изменении термобарических условий. Нефтяные оторочки конденсационного типа образуются в результате ретроградной конденсации жидких УВ из мигрирующей газоконденсатной смеси при понижении пластового давления ниже критического. Нефти из оторочек характеризуются низкой плотностью, малым содержанием твердых парафинов, большим количеством бензино-керосиновых фракций [Справочник по геохимии..., 1998].

При определенных условиях (низкие температуры и повышенные давления) газы и вода образуют **газогидраты**, представляющие собой твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Молекулы воды как бы раздвигаются молекулами газа — плотность воды

в гидратном состоянии возрастает до 1,26–1,32 см³/г (плотность льда 1,09 см³/г). Один объем воды в гидратном состоянии связывает, в зависимости от характеристики исходного газа, от 70 до 300 объемов газа. Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешним давлением и температурой и выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах *P-T*. Для заданной температуры повышение давления выше значения, соответствующего равновесной кривой, сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидратов. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) приводит к разложению гидрата на газ и воду. Плотность гидратов составляет 0,9–1,1 г/см³. По внешнему виду они напоминают снег или рыхлый лед [Справочник по геохимии..., 1998].

Газогидратные залежи содержат газ, находящийся частично или полностью в гидратном (твердом) состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования). Наличие такого газа обусловлено его способностью при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Для формирования и сохранения газогидратных залежей не нужны литологические покровы, так как они сами являются ими, и под ними могут накапливаться нефть и свободный газ. Газогидратная залежь внизу может контактировать с пластовой водой, газовой залежью или непроницаемыми пластами. Присутствие гидратов в разрезе можно обнаружить стандартными методами каротажа.

Гидратсодержащие пласты характеризуются: незначительной амплитудой ПС; отсутствием или низким значением приращения показаний микроградиент-зонда; отсутствием глинистой корки и наличием каверн; повышенной скоростью прохождения акустических волн и др. Такие залежи резко выделяются по физическим параметрам, поэтому подсчет запасов и их разработка во многом отличаются от применяемых для обычных скоплений природного газа. Разрабатывают их путем перевода газа в залежи из гидратного состояния в свободное и отбора его традиционными методами с помощью скважин. Перевести газ из гидратного состояния в свободное можно с помощью: закачки в пласт катализаторов для разложения гидрата; повышения температуры залежи выше температуры разложения гидрата; снижения давления ниже давления разложения гидрата; термохимического, электроакустического и других воздействий на газогидратные залежи. Такие скопления обычно приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород, поэтому при вскрытии и разработке необходимо иметь в виду их специфические особенности: резкое увеличение объема газа при переходе его в свободное состояние; постоянство пластового давления, соответствующего определенной изотерме разработки газогидратной залежи; выделение больших объемов воды при разложении гидрата и др. [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

4.3. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений

Вода — неизменный спутник нефти и газа, который существенно влияет на формирование залежи и ее эксплуатацию. Она залегает в тех же пластах, что и УВ, а также в во-

доносных горизонтах. При разработке вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по продуктивному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам. Поэтому обычно в продуктивном пласте кроме УВ содержится и вода, хотя нефть из скважины поднимается на поверхность безводной. Это происходит потому, что при миграции она не смогла полностью вытеснить из мельчайших пор воду. Такая вода называется связанной, иногда ее суммарная емкость может достигать десятков процентов. Считается, что чем больше глинистого материала в породе, тем больше в ней связанной воды. Подземные воды попадают в породы как в процессе осадконакопления (седиментационные, в дальнейшем смешанные с элизионными), так и при проникновении их в уже сформировавшиеся породы (инфильтрационные). Элизионные водонапорные системы (геостатические) располагаются на прогибающихся участках, обычно занятых морями, а инфильтрационные — сушей. При инфильтрационных и элизионных процессах вследствие смешения вод, а также выщелачивания пород состав воды по площади и разрезу пласта меняется [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]. Чтобы разобраться, какая вода появилась в пласте и скважинах, необходимо знать ее свойства и в каких видах она может залегать в недрах.

Обычно значительная часть резервуара заполнена водой. Это связано с тем, что чаще всего породы первично насыщены седиментационными водами, либо в их поровое пространство внедрились атмосферные — инфильтрационные воды. Нефть и газ по отношению к седиментационной воде являются более поздними образованиями, поскольку она находится в осадочных породах уже с момента их накопления. В раннем диагенезе они представлены илами, пропитанными седиментационными водами. Затем при погружении бассейна и увеличении геостатической нагрузки в процессе осадконакопления содержание воды в илах начинает снижаться. В начале этого процесса часть вод из уплотняющихся илов, выжимаясь, возвращается снова в водоем. Но как только донные осадки оказываются гидродинамически изолированными от вод исходного бассейна и если среди илов попадают песчаные слои, начинается процесс перераспределения воды между ними, так как скорость уплотнения тех и других разная, и поэтому воды из глин поступают в песчаные горизонты. В результате развивается процесс элизии, т. е. выжимание вод из непроницаемых отложений в проницаемые (рис. 32).

Дальнейший переход вод из песков в илы затруднен (из-за больших давлений в последних) по сравнению с оттоком по песчаным слоям, сопровождаемым оттеснением находящихся в них седиментационных вод. В результате элизионные воды глин в коллекторах смешиваются с исходными седиментационными. Различают системы, в которых напор вод возникает главным образом в результате выжимания их из глин в коллекторы и те, в которых источником водонапора является в основном уплотнение самих коллекторов. Переход вод из глин в породы-коллекторы может происходить в больших масштабах даже на поздних стадиях их уплотнения. Если в свежееотложенных илах содержание воды достигает 90 %, то в сильно уплотненных сланцах лишь ~ 1 %. Снижение водосодержания ведет к уменьшению пористости. Поэтому роль седиментационных вод в формировании пластовых может быть очень значительной [Карцев, 1972].

Инфильтрационные воды проникают в породы уже после их образования, причем часто они уже заполнены водой иного происхождения или более ранней инфильтрационной. Попадая в коллекторы, они движутся от зоны питания к разгрузке. Зона инфильтрационного водонапорного пласта располагается там, где он выходит на дневную поверхность на наивысших гипсометрических отметках. На этом участке атмосферные

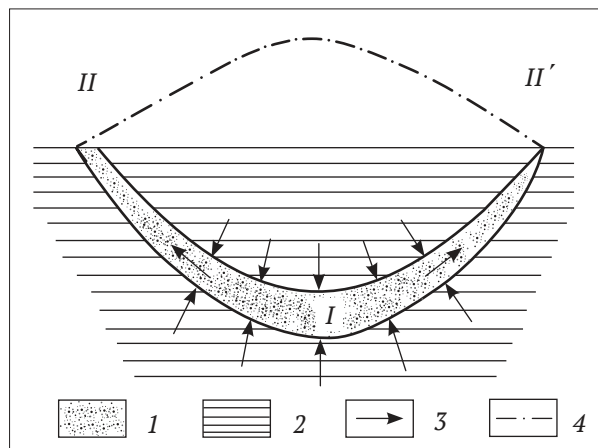


Рис. 32. Элизионная геостатическая водонапорная система: 1 – породы-коллекторы; 2 – уплотняющиеся глины и глинистые породы; 3 – направления движения вод; 4 – пьезометрический уровень. Области: I – питания и напора; II и II' – соответственно открытой и скрытой разгрузки [myslide.ru]

и поверхностные воды проникают в породы (рис. 33). В зоне питания водоупорная кровля отсутствует, и воды в данном горизонте, строго говоря, являются грунтовыми. Они приобретают напор и переходят в напорные лишь при погружении, когда появляется водоупорная кровля.

Зона напора (стока) занимает все остальное пространство водонапорного пласта. В этой зоне при разрушении водоупорной кровли по естественным или искусственным причинам уровень воды должен подняться выше нее на высоту, которая называется пьезометрическим, или гидростатическим уровнем. Пьезометрическая поверхность напорного водоносного горизонта является плоскостью, наклон которой (гидравлический уклон) обусловлен расстоянием между зонами питания и разгрузки и разностью их гипсометрических отметок. На разных



Рис. 33. Инфильтрационная водонапорная система [https://visual.ly]

участках она может располагаться как ниже, так и выше земной поверхности. В первом случае скважина, вскрывшая водоносный горизонт, будет переливающей (фонтанирующей), а во втором вода поднимется в скважине до гидростатического уровня, не достигая поверхности земли.

Зона разгрузки (дренажа) водонапорного горизонта в простейшем случае находится там, где он выходит на земную поверхность ниже, чем в зоне питания. На участках дренажа природных водонапорных систем воды вытекают из проницаемых горизонтов на земную поверхность и в поверхностные водоемы в виде источников, родников, либо в другой водоносный горизонт (подземный переток). Подземная разгрузка характерна для глубокозалегающих водоносных горизонтов крупных седиментационных бассейнов. Различают открытые и скрытые очаги разгрузки. К последним относят: субмаринные (на дне морей); субфлювиальные (в долинах рек, под покровом аллювиальных отложений или непосредственно в руслах рек); распыленные (через слабоводоупорные пласты).

Инфильтрационные воды формируются за счет атмосферных осадков, речных, озерных и морских вод. В связи с этим различают следующие виды инфильтрации: субаэральная (наземная, преобладает) — проникновение в породы атмосферных осадков; субаквальная (подводная) — просачивание речных, озерных и морских вод в породы, обнажающиеся ниже уровня водоема. Наземной инфильтрации благоприятствуют большое количество атмосферных осадков, малое испарение, плоский рельеф (затруднен поверхностный сток), высокая проницаемость пород (в глинах инфильтрация может вообще отсутствовать).

Инфильтрационные воды, проникнув в породы, начинают двигаться в них сначала как грунтовые, а затем часто как водонапорные. В начале своего подземного существования они обычно пресные и почти не содержат растворенных веществ. По мере продвижения по пластам они начинают обогащаться ионами, солями и газами за счет выщелачивания пород и деятельности микроорганизмов. В дальнейшем движение инфильтрационной воды вглубь постепенно замедляется, на ее состав начинают влиять окислительно-восстановительные реакции, катионный обмен, инфильтрационный эффект и другие физико-химические процессы. Минерализация таких вод постепенно возрастает, а ионно-солевой и газовый составы преобразуются. Особый случай представляет подводная инфильтрация — речная (когда грунтовые воды питаются за счет рек) и морская. Последняя проникает в породы и только частично меняет имевшуюся в них воду иного происхождения, так как для ее вытеснения не создается необходимых перепадов напоров. Инфильтрационная морская вода по составу идентична седиментационной и дальнейшее ее преобразование происходит аналогичным путем [Карцев, 1972; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Вода в **различных формах** находится в порах и пустотах пород, обволакивает минеральные частицы и пронизывает твердое минеральное вещество. Она присутствует как в водопроницаемых коллекторах (песчаники, кавернозные и трещиноватые известняки, доломиты, магматические и метаморфические породы), так и в практически водонепроницаемых породах — флюидоупорах. В породах вода находится в разных формах, в зависимости от размера субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных

пустот (рис. 34). В субкапиллярных вода обволакивает минеральные частицы и как бы входит в состав минералов. На поверхности минеральной матрицы размещается связанная вода, образующая два слоя. Непосредственно поверхность минералов обволакивается *адсорбированной* водой слоем в несколько молекул. Она удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по свойствам близка к твердому телу. Слой этой воды покрывается пленкой рыхлосвязанной *литосорбированной* воды, толщина которой может достигать нескольких сот диаметров молекул.

В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая *стыковая* вода, которая, в свою очередь, отделяет от основной массы *сорбционно-замкнутую* (капельножидкую) воду. В капиллярных пустотах находится *капиллярная* вода. При сплошном заполнении пор она может передавать гидростатическое давление, а при частичном подчиняется лишь менисковым силам. В сверхкапиллярных пустотах в капельножидком состоянии находится *свободная гравитационная* вода, которая передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление. Именно она замещается нефтью и газом при формировании залежей. Субкапиллярная часть капиллярной воды и вода, оставшаяся в сверхкапиллярных пустотах

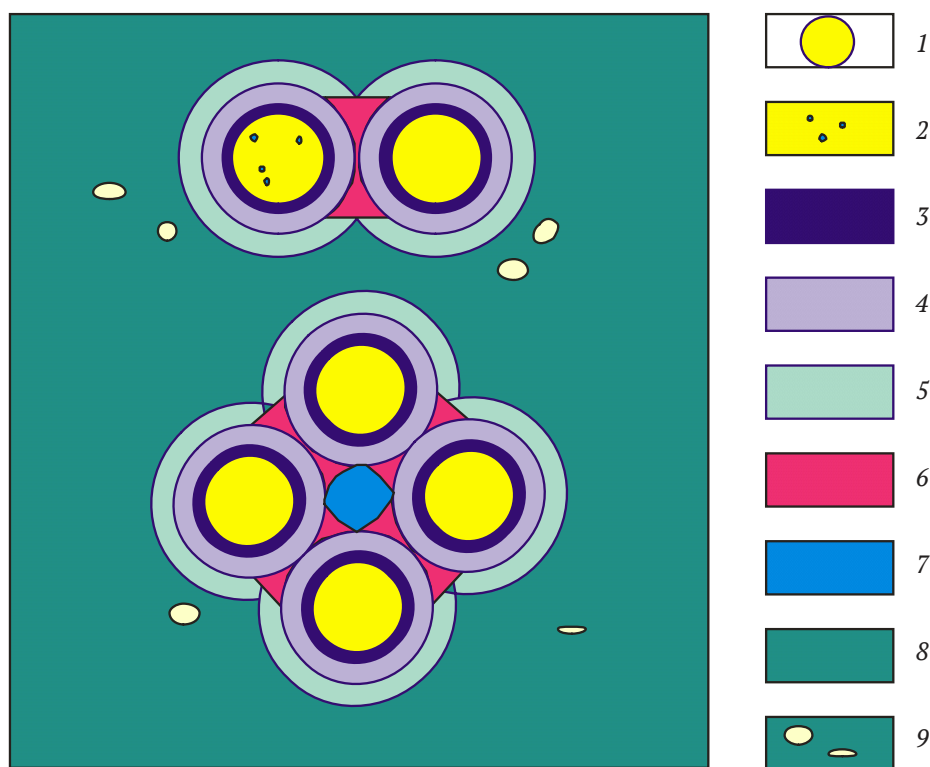


Рис. 34. Формы нахождения воды в породах: 1 – минеральные частицы пород; 2 – минералы с включениями воды; 3 – адсорбированная; 4 – литосорбированная; 5 – капиллярная; 6 – стыковая (пендулярная); 7 – сорбционно-замкнутая; 8 – свободная гравитационная; 9 – парообразование в свободной воде [Карцев, 1972]

после образования залежей УВ, составляют остаточную воду нефтегазонасыщенных пород [Карцев, 1972].

Воды нефтяных и газовых месторождений делятся на собственные, чуждые и техногенные (искусственно введенные в пласт). К *собственным* относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в продуктивном пласте. Это один из основных природных видов вод месторождений УВ. Они, в свою очередь, подразделяются на следующие виды (рис. 35).

1. Нижние краевые (контурные) находятся в пласте, содержащем не полностью водоплавающую залежь, и залегающие ниже нее. Они заполняют поры коллектора вокруг залежи и залегают за внешним контуром нефтеносности.

2. Подошвенные расположены в подошве водоплавающей залежи, т. е. под контуром ВНК (ГВК).

3. Промежуточные — воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

4. Верхние краевые находятся в пласте, содержащем залежь, и залегают выше нее (редкий случай).

5. Верхние приурочены к чисто водоносным горизонтам, залегающим выше нефтегазоносного пласта.

6. Нижние встречаются в чисто водоносных горизонтах, залегающих ниже нефтегазоносного пласта.

К *чуждым* (посторонним) относятся воды: верхние и нижние, грунтовые, тектонические. Грунтовая — гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность. Тектонические — воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям. Они могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать их обводнение при разработке залежей.

Искусственно введенными, или *техногенными*, называют воды, попавшие в нефтегазоносные объекты при бурении, ремонтных работах, промывках песчаных пробок, но в основном закачанные для поддержания пластового давления. Эти воды могут замещать краевые, подошвенные, промежуточные, но иногда занимают самостоятельное

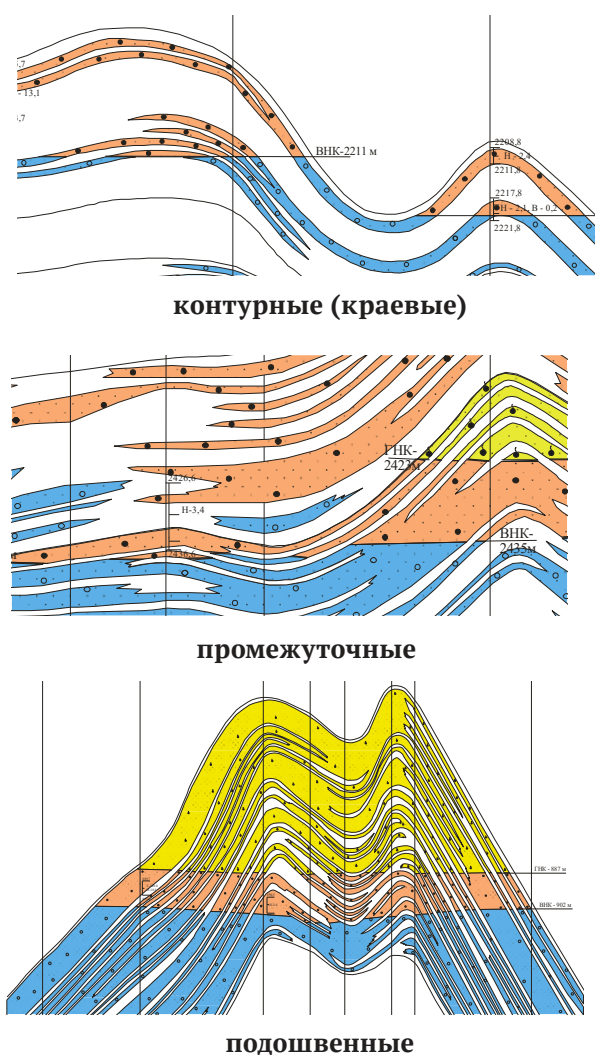


Рис. 35. Пластовые воды залежей нефти и газа [ppt-online.org]

место, например, при внутриконтурной закачке в пласт. *Остаточные* (связанные) — преимущественно капиллярные воды, а также защемленные, находящиеся внутри нефтегазоносного пласта и оставшиеся со времен образования залежи, они могут частично извлекаться вместе с УВ при разработке. Состав и свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей, так как от них зависит течение многих процессов в дренируемом пласте [Карцев, 1972; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Основную массу природных вод углеводородных месторождений составляют в разной степени минерализованные воды. Для устранения различных осложнений при разработке залежей необходимо учитывать солевой состав вод, поступающих в скважины. Наиболее распространенными веществами, растворенными в пластовых водах, являются хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Распадаясь в воде, эти соединения образуют ионы Na, K, Ca, Mg, Cl, SO₄, HCO₃, CO₃. Количественное соотношение между ними определяет тип пластовой воды. Общее содержание растворенных в воде солей принято называть минерализацией. Жесткость воды зависит от наличия в ней солей Ca и Mg, ее выражают в градусах. Каждому градусу жесткости соответствует содержание CaO в количестве 10 мг/л или эквивалентное ему количество MgO — 7,1 мг/л [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

4.4. Термобарические условия залежей нефти и газа

4.4.1. Пластовое давление

Все залежи обладают определенным запасом энергии для перемещения нефти и газа к стволам скважин. Их потенциальные возможности в этом плане зависят от разновидностей природных режимов, в проявлении которых большую роль играет начальное пластовое давление ($P_{пл.}$) и его поведение в процессе разработки. Различают два вида давления в земной коре: горное и гидростатическое. Первое ($P_{гор.}$) — давление в жестком каркасе пород, оно передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство. Горное создается суммарным действием на породы геостатического и геотектонического давления. Геостатическое — давление вышележащих пород (от поверхности земли до точки замера). Геотектоническое — отражение напряжений, создаваемых в земной коре различными тектоническими процессами. Его величина и вектор в каждой точке не поддаются замеру.

Пластовое давление — важнейший фактор, определяющий энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом. Под пластовым понимают давление, при котором в пласте флюиды находятся в пустотах коллекторов. Если вскрыть водоносный горизонт и снизить в скважине уровень промывочной жидкости, то под действием $P_{пл.}$ из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает $P_{пл.}$. Аналогичный процесс (поступление в скважину флюидов) протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе

пласт — скважина: $P = h \cdot r \cdot g$, где h — высота столба жидкости, уравнивающего $P_{\text{пл.}}$ (м), r — плотность жидкости в скважине (кг/м^3), g — ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$). При разработке залежи $P_{\text{пл.}}$ обычно снижается, соответственно, различают начальное (статическое) и текущее (динамическое) пластовое давление [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Начальное пластовое (статическое) — давление в коллекторе в природных условиях, т. е. до начала извлечения из него флюидов. Оно во многом определяет природную энергетическую характеристику, выбор системы разработки, закономерности изменения параметров залежи при ее эксплуатации, особенности добычи нефти и газа. Также этот показатель в значительной мере формирует природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, обуславливает выбор рациональных условий разработки. Начальное $P_{\text{пл.}}$ необходимо учитывать при оценке по керну пористости и проницаемости пластов в их естественном залегании. Указанные параметры, определенные по керну в поверхностных условиях, могут быть существенно завышены, что приведет к искажению определения емкости резервуара и запасов УВ. Знание начального $P_{\text{пл.}}$ и всех вышележащих коллекторов необходимо для обоснования технологии бурения и конструкции скважин. При этом следует исходить из двух основных требований: обеспечения нормальной проходки ствола скважины (без поглощений промывочной жидкости, выбросов, обвалов, прихватов труб) и совершенствования вскрытия пластов (минимального «загрязнения» их промывочной жидкостью), т. е. предотвращения снижения производительности пласта по сравнению с его возможностями.

Природа $P_{\text{пл.}}$ в залежи в значительной мере предопределяет его изменение при разработке. Соответствие горного пластового давления гидростатическому может свидетельствовать о приуроченности залежи к инфильтрационной водонапорной системе и о замкнутости элизионной. В этих условиях можно ожидать, что при разработке залежи пластовое давление будет уменьшаться относительно медленно. Снижение его в залежах со сверхгидростатическим $P_{\text{пл.}}$ происходит быстрее, и темпы падения возрастают с уменьшением размеров водонапорных систем. Таким образом, по значению начального $P_{\text{пл.}}$ можно прогнозировать закономерности его падения в залежи при эксплуатации, что позволяет обоснованно решать вопросы о целесообразности и времени начала применения методов искусственного воздействия на пласты. При составлении первого проекта эксплуатации значение начального $P_{\text{пл.}}$ используют для определения уровней добычи в первый период разработки залежи [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Начальное пластовое давление в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой она приурочена, и ее положением в ней. Это система гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод, т. е. единым генезисом напора. В пределах каждой водонапорной системы выделяются три основных области: питания, из которой в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение флюидов; стока — основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод; раз-

грузки — выход на земную поверхность или расположенные в недрах тела (например, связанные с дизъюнктивным нарушением), в которых происходит отток подземных вод.

Природные водонапорные системы подразделяют на инфильтрационные и элизионные, различающиеся взаимным расположением указанных зон, условиями создания и значениями напора. Соответственно, залежи УВ, приуроченные к водонапорным системам указанных видов, обычно обладают различными значениями начального $P_{пл.}$ при одинаковой глубине залегания пластов. В зависимости от степени соответствия начального $P_{пл.}$ глубине залегания коллекторов выделяют две группы залежей УВ: с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому давлению и с отличающимся от него. В промысловой практике принято называть первую группу залежами с нормальным $P_{пл.}$, вторую — с аномальным $P_{пл.}$. Подобное разделение условно, так как любое начальное $P_{пл.}$ связано с геологическими особенностями района и для рассматриваемых условий является нормальным [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому. Гидростатическое пластовое давление — это давление в коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по нему в сторону его регионального погружения. В водоносном горизонте начальное $P_{пл.}$ считают равным гидростатическому, когда соответствующая ему пьезометрическая высота в каждой его точке примерно отвечает глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для инфильтрационных водонапорных систем и приуроченных к ним залежей. В нефтегазовых залежах значения начального $P_{пл.}$ и статических уровней превышают эти показатели в водоносной части при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина превышения зависит от различий в плотности воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали от рассматриваемых точек залежи до ВНК. Разницу между пластовым и гидростатическим давлением (при $P_b = 1$) на одной абсолютной отметке пласта принято называть избыточным пластовым давлением ($P_{изб.}$).

В инфильтрационных системах вертикальный градиент пластового давления залежей УВ, даже с учетом избыточного давления, обычно не выходит за пределы 0,008–0,013 МПа/м. Верхний предел характерен для газовых залежей большой высоты. Иногда в свободной части газовой залежи, приуроченной к инфильтрационной системе, значение градиента может выходить за этот предел. Повышенное $P_{пл.}$ в сводовых частях залежей инфильтрационных водонапорных систем не следует смешивать со сверхгидростатическим давлением. О соответствии или несоответствии пластового давления гидростатическому (т. е. глубине залегания пласта) следует судить по давлению в водоносной части пласта, непосредственно у границ залежи. Если замеров давления здесь нет, то по давлению, замеренному в пределах залежи и приведенному к горизонтальной плоскости, соответствующей средней отметке ВНК или ГВК [Еремина, Рожнова, 2019].

Залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического. Начальное $P_{пл.}$ в водоносных горизонтах, а также на ВНК и ГВК залежей, вертикальный градиент которого выходит за пределы значений этого показателя у гидростатического, называется давлением, отличающимся от гидростатического. При объемной плотности силы давления ($gradp$) $> 0,013 \text{ Н/м}^3$ пластовое давление обычно считают сверхгидростатическим (СГПД), при $gradp < 0,008$ — меньшим гидростатического. Наличие

в коллекторах СГПД можно объяснить тем, что на определенном этапе геологической истории резервуар получает повышенное количество жидкости из-за превышения скорости ее поступления над оттоком. Сверхгидростатическое $P_{пл.}$ характерно для элизионных водонапорных систем. В них напор создается за счет выжимания вод из уплотняющихся пород (частично из самого коллектора) под влиянием геостатического давления, возрастающего в процессе осадконакопления (геостатические элизионные системы) или в результате геодинамического давления при тектонических напряжениях (геодинамические элизионные системы). В элизионной системе областью питания является наиболее погруженная часть коллектора. Отсюда вода, поступившая в нее, перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки, когда имеется связь коллектора с земной поверхностью, или к границам его распространения, если такой связи нет. В первом случае принято называть элизионные системы открытыми, во втором — скрытыми (см. рис. 32).

С увеличением закрытости водонапорной системы и объемов выжимаемой в нее воды (поступление в коллектор воды превышает ее отток) возрастает и СГПД, приближаясь к геостатическому. Сверхгидростатическое давление наиболее характерно для пластов, залегающих на больших глубинах между мощными толщами глинистых пород, в межсолевых и подсолевых отложениях. Образование СГПД связывают также: с уплотнением коллекторов в результате цементации; освобождением дополнительного объема воды при переходе монтмориллонита в иллит; тепловым расширением воды; тектоническими напряжениями и другими процессами, протекающими в недрах. Сверхгидростатическое давление часто встречается в районах повышенной неотектонической активности и, соответственно, высокой скорости осадкообразования (Северный Кавказ, Азербайджан, Средняя Азия, Предкарпатье). Здесь СГПД встречается и на малых глубинах. Градиент СГПД может достигать 0,017–0,025 МПа/м и более. В элизионных водонапорных системах давление в гипсометрически высоких частях залежей УВ, так же как и в инфильтрационных, несколько повышено за счет избыточного давления. Пластовое давление меньше гидростатического, т. е. с вертикальным градиентом $< 0,008$ МПа/м, встречается довольно редко. Это может быть связано с разными причинами: на определенном этапе геологической истории создавались условия, приводящие к дефициту пластовой воды в резервуаре; произошло увеличение пористости при выщелачивании или перекристаллизации пород; уменьшился объем жидкости, насыщающей пустоты, вследствие снижения температуры коллекторов в результате их перемещения при тектонических движениях на меньшие глубины [Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985].

4.4.2. Пластовая температура

Известно, что температура возрастает с глубиной, начиная с так называемого нейтрального слоя с постоянной температурой. Продуктивные пласты имеют природную (начальную) температуру, значение которой определяется закономерностями ее изменения по разрезу. Начальная температура оказывает большое влияние: на фазовое состояние УВ в пластах; вязкость жидкостей и газов; условия их фильтрации. При разработке залежей природные термические обстановки могут претерпевать устойчивые или вре-

менные изменения из-за нагнетания в больших объемах в пласты различных агентов, имеющих температуру, отличную от начальной пластовой, в результате применения теплофизических и термохимических методов разработки залежей, а также вследствие неизотермических процессов фильтрации. Наряду с этим в скважинах и в ПЗП при бурении, цементировании и эксплуатации возникают теплообменные процессы, нарушающие начальное тепловое поле, и для его восстановления требуется длительное время — от нескольких суток до месяца и более. Изменение теплового режима пластов может оказывать существенное влияние на условия разработки залежей. Вместе с тем изучение вторичных термических аномалий имеет большое значение для контроля: за эксплуатацией объектов; работой пластов в скважинах; техническим состоянием последних.

Знание $T_{пл.}$ необходимо: для изучения свойств пластовых флюидов (при проектировании и разработке объекта); определения режима пласта и динамики движения подземных вод; выяснения условий формирования залежей нефти и газа и размещения их в пределах различных структур; изучения теплового поля земной коры (при геофизических исследованиях). Пластовая температура оказывает существенную помощь в решении технических вопросов, связанных с тампонажем скважин, перфорацией и т. п. Замеры температур производят максимальным термометром или электротермометром в скважинах, закрепленных обсадными трубами или без них. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20–25 суток, для того чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4–6 ч после остановки скважины.

В процессе бурения температуру обычно замеряют в скважинах, временно остановленных по техническим причинам. В эксплуатационных замеры производят после подъема насоса, но они оказываются надежными лишь для интервала глубин залегания продуктивного пласта. Для получения достоверных температурных данных в других горизонтах пласта скважину необходимо заполнить глинистым раствором и остановить на относительно длительный срок (иногда до 20 суток). Для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим ее возможное понижение.

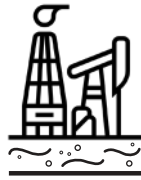
Температурные данные могут быть использованы для определения геотермической ступени и геотермического градиента. Геотермическую ступень, т. е. расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, определяют по формуле $G = H - h / T - t$, где G — геотермическая ступень ($\text{м}/^{\circ}\text{C}$); H — глубина замера температуры (м); h — глубина слоя с постоянной температурой (м); T — температура на глубине ($^{\circ}\text{C}$); t — среднегодовая температура воздуха на поверхности. Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо знать замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину ступени в разных интервалах разреза, а также геотермический градиент, т. е. прирост температуры ($^{\circ}\text{C}$) при углублении на каждые 100 м. Зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом (Γ) выражается соотношением $\Gamma = 100/G$.

Данные термических исследований используются не только для изучения разрезов скважин и выявления в них нефте-, газо- и водоносных пластов, но и для изучения геологического строения месторождения в целом, а также прослеживания динамики

подземных вод и направления их стока. В зонах слабого движения вод геотермическая ступень является нормальной, а в зонах ослабленного движения, связанного с литологическими или структурными условиями, величина ступени является промежуточной между ее величинами в зонах затрудненного водообмена и его отсутствия. По карте геоизотерм можно судить о затухании подземного стока вследствие ухудшения проницаемости песчаников, а также наблюдать за динамикой и направлением движения подземных вод. Для верхних слоев земной коры (10–20 км) величина геотермической ступени в среднем равна $33 \text{ м/}^{\circ}\text{С}$ и существенно колеблется в разных участках земного шара. Величина геотермического градиента выше в антиклинальных зонах и ниже в синклинальных. Таким образом, первые являются зонами повышенной температуры, а вторые — пониженной. Физическое состояние и свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ) резко меняются с колебанием температуры, следовательно, меняется ее способность двигаться по пласту к забоям скважин [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Коршак, Шаммазов, 2005].

Природная геотермическая характеристика месторождения служит фоном для выявления всех проявляющихся при разработке вторичных аномалий температуры. Изучение природного теплового режима объекта включает: температурные измерения в скважинах; построение геотерм и геотермических разрезов; определение геотермического градиента и геотермической ступени; установление температуры в кровле продуктивных пластов; построение геолого-геотермических профилей и геотермических карт. Для получения природной геотермической характеристики температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади. Поскольку в действующих и даже в только что пробуренных скважинах температурные условия отличаются от начальных, замеры температур проводят обычно в продолжительно простаивающих скважинах (наблюдательных, пьезометрических, законченных бурением), но ожидающих ввода в эксплуатацию. Время, необходимое для восстановления теплового равновесия после бурения и цементирования, устанавливается специальными исследованиями.

Сверху вниз по стволу скважины высокоточным электрическим, самопишущим и другими приборами, а также максимальным ртутным термометром измеряют температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и десяткам метров в остальной его части. По этим данным строят термограмму (геотерму), т. е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Сочетание ее с литолого-стратиграфической колонкой представляет собой геолого-геотермический разрез скважины. На геотерме обычно выделяются прямолинейные участки с разными углами наклона, отвечающие стратиграфическим пачкам с неодинаковой теплопроводностью пород. С помощью геолого-геотермического разреза скважины определяют значения геотермического градиента: частное и средневзвешенное. Частным называют значение геотермического градиента в пределах литолого-стратиграфической пачки, характеризующейся углом наклона соответствующего ей отрезка геотермы [Спутник нефтегазопромыслового..., 1989].



ГЛАВА 5

ПРИРОДНЫЕ РЕЖИМЫ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И СПОСОБЫ ИХ РАЗРАБОТКИ

Нефтяной или газовый пласт представляет собой единую энергетическую систему, в которой работающие скважины влияют не только на нефтегазоносную область, но и на окружающую его водонапорную. Еще недавно считалось, что это распространяется на сравнительно небольшой участок пласта. Однако исследования показывают, что гидродинамическая связь между скважинами существует по всему пласту. Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение УВ в продуктивном горизонте к забоям скважин. Природа действующих сил и, следовательно, режимы определяются в основном гидродинамической системой подземного резервуара, среди которых выделяют три основных типа: открытый с жесткой водонапорной системой; закрытый с упругой водонапорной системой; закрытый, в котором отсутствует напор краевых или подошвенных вод. Приток флюидов в ствол происходит за счет разности давления между пластом и забоем. Поэтому при эксплуатации залежи для рационального использования пластовой энергии необходимо контролировать распределение $P_{пл.}$ путем систематических замеров забойных и пластовых давлений и построения карт изобар.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой; геолого-физической характеристикой; термобарическими факторами; фазовым состоянием УВ; условиями залегания; свойствами пород-коллекторов. На режим пласта существенное влияние оказывают условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки природных видов энергии от режима зависят интенсивность падения $P_{пл.}$ и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также перемещение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения ее объема по мере отбора флюидов. Все это необходимо учитывать: при определении плотности сети и расположения скважин; установлении их дебитов; выборе интервалов перфорации; обосновании рационального комплекса и объема геолого-промысловых исследований для контроля за разработкой.

Природный режим обуславливает эффективность эксплуатации залежи, темпы добычи нефти (газа), динамику других важных показателей, степень конечного извлечения УВ из недр. Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характеристика техноло-

гических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи. Знание его позволяет решить один из основных вопросов рациональной системы разработки объекта — возможно ли ее применение с помощью природных энергетических ресурсов, или необходимо искусственное воздействие на залежь. Режим ее эксплуатации характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи: поведение $P_{пл.}$, динамику добычи флюидов, промыслового газового фактора. Эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин, среднего дебита на одну скважину и т. д. представляют собой график разработки залежи. Ниже рассмотрим природные режимы нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей с преобладанием одного из видов природной энергии [Пермяков, Шевкунов, 1971; Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Луценко, Еремина, 2018].

5.1. Природные режимы нефтяных залежей

В нефтяных залежах основными силами, перемещающими нефть к скважинам, являются: напор контурной воды под действием ее массы — водонапорный режим (жестко-водонапорный); напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды — упруговодонапорный; давление газа газовой шапки — газонапорный (режим газовой шапки); упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа — режим растворенного газа; сила тяжести нефти — гравитационный; одновременное действие нескольких источников энергии — смешанный. Их необходимо знать для выбора рациональной системы эксплуатации объектов и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения флюидов из недр.

Нефтяные залежи разрабатывают с помощью природных видов энергии обычно в тех случаях, когда они характеризуются водонапорным или активным упруговодонапорным режимом, т. е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в начале эксплуатации нефтяных объектов преобразуют в более эффективные путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим залежей должен быть определен уже к созданию первого проекта на ее разработку, в том числе для решения вопроса о необходимости и выборе метода воздействия на пласт. К этому времени обычно еще нет данных об эксплуатации залежи, поэтому трудно судить о природном режиме. Поэтому его вид определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи. Должны быть получены данные: о ее размерах; сообщаемости с законтурной областью; строении и параметрах коллектора в ее пределах; фазовом состоянии и свойствах пластовых флюидов; термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геолого-физической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима нового объекта. Если косвенных геологических данных мало, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в пробную (опытную) эксплуатацию с контролем: за изменением $P_{пл.}$

в самой залежи и в законтурной области; поведением промыслового газового фактора; обводненностью скважин; их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению сообщения залежи с законтурной областью и активности последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Водонапорный режим характерен для залежей инфильтрационных водонапорных систем при хорошей гидродинамической связи их с законтурной зоной пласта и областью питания. При этом режиме основным видом энергии является напор краевой или подошвенной воды (рис. 36), которая внедряется в залежь и довольно быстро компенсирует отбираемое количество флюидов. Ее запасы постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов.

В процессе эксплуатации залежи в ней происходит движение всей массы нефти. При сохранении баланса между отбором флюидов из пласта и количеством поступающей в него воды давление в нефтеносной части залежи остается неизменным или падает очень медленно. При нарушении указанного баланса между количеством отбираемой и поступающей воды давление зависит от текущего отбора жидкости. По мере разработки залежи граница между водой и нефтью (ВНК) перемещается к добывающим скважинам. Вода постепенно вытесняет нефть, занимая ее место в пласте. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 37). Эксплуатация залежи практически прекращается, когда наступающая контурная (подошвенная) вода достигает добывающих скважин и вместо нефти из пласта начинает извлекаться только вода. При этом режиме для уменьшения отборов попутной воды в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

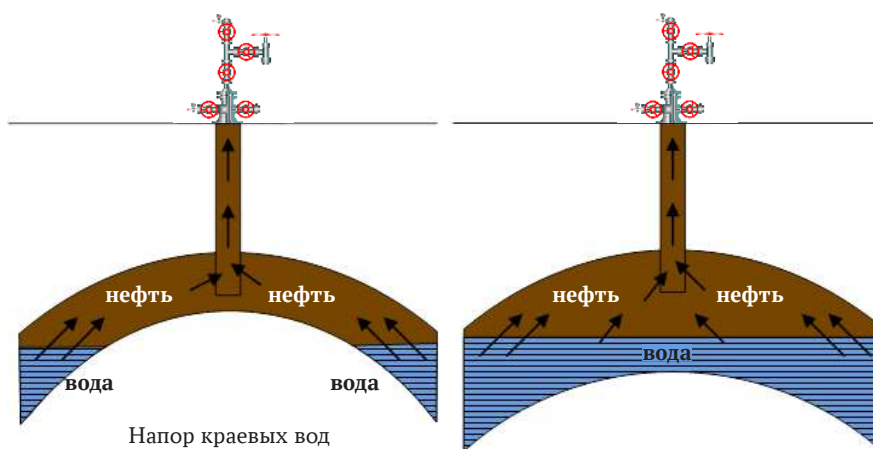


Рис. 36. Водонапорный режим залежей за счет давления краевых и подошвенных вод [Андреева, 2003]

Однако на практике полного и равномерного вытеснения нефти замещающей ее водой не наблюдается, поскольку несмотря на то, что они перемещаются в пласте вместе, скорость их движения разная. Вода, обладающая меньшей вязкостью и в связи с этим большей подвижностью, опережает нефть в движении. При дальнейшей эксплуатации залежи количество воды в общем потоке жидкости постоянно увеличивается. Нефть уже не вытесняется водой из пласта, а увлекается струей воды. Чем выше вязкость нефти, тем на большее расстояние от начального ВНК может распространиться параллельное движение воды и нефти с постепенным увеличением первой в водонефтяном потоке. В дальнейшем из скважин добывается лишь одна вода, хотя в породах находится еще довольно много нефти. При этом чем меньше нефти остается в пласте после обводнения скважин, тем эффективнее процесс разработки. На практике всегда есть промежуточный этап эксплуатации объектов, когда одновременно с нефтью добывается вода. Это связано с тем, что из-за неоднородности пласта по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях по отношению к вязкости воды происходит прорыв краевых и подошвенных вод в ствол скважины [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Михайлов, 2008].

Важнейшая предпосылка действия водонапорного режима — значительное превышение текущего $P_{пл.}$ над давлением насыщения на протяжении всего периода эксплуатации и сохранение газа в растворенном состоянии. Водонапорный режим отличаются следующие особенности динамики показателей разработки: тесная связь динамического $P_{пл.}$ с величиной текущего извлечения жидкости из пласта; относительно небольшое снижение его при увеличении отбора; неизменная величина при постоянном отборе; увеличение при уменьшении отбора; восстановление почти до начального $P_{пл.}$ при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи; практически неизменные на протяжении всей разработки средние значения газового фактора; высокий и стабильный темп добычи нефти до 8–10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов; отбор за основной период разработки (первые три стадии) ~ 85–90 % извлекаемых запасов нефти; поступление попутной воды вместе с нефтью в период падения нефтедобычи, в результате

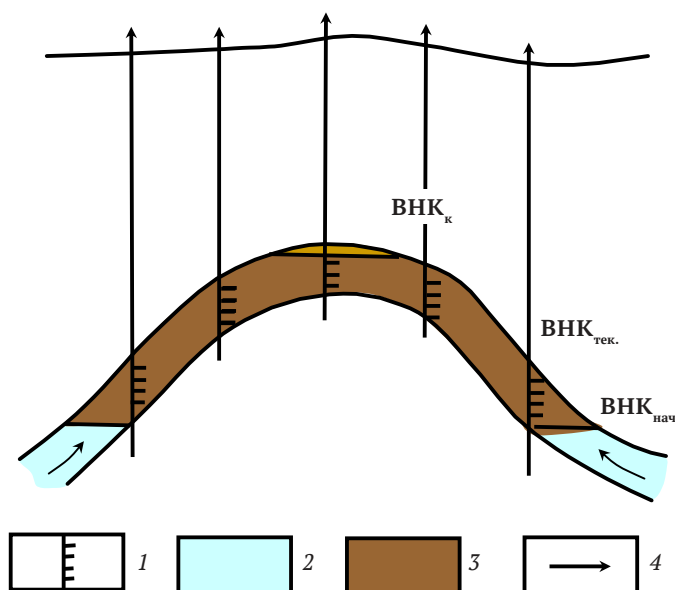


Рис. 37. Изменение объема залежи при вытеснении нефти из пласта напором краевых вод: 1 — интервалы перфорации; 2 — вода; 3 — нефть; 4 — направление движения нефти и воды. Положение ВНК: ВНК_{нач.} — начальное; ВНК_{тек.} — текущее; ВНК_{к.} — конечное [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор) может достигать 0,5–1,0. При водонапорном режиме достигается наиболее высокий КИН (0,6–0,7 % и более) — отношение количества извлеченной из залежи нефти к общим (балансовым) запасам ее в пласте. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из коллектора, а также сочетанием благоприятных геолого-физических условий, в которых действует этот режим. Он характерен для отдельных залежей в терригенных отложениях Грозненского района, Самарской, Волгоградской, Саратовской областей и других районов [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987].

Жестко-водонапорный режим характерен для открытых резервуаров, в которых источником пластовой энергии является напор краевых или подошвенных вод. При этом режиме $P_{пл}$ сильно превышает давление насыщения, и поэтому скважины фонтанируют. Однако отбор флюидов не следует производить слишком быстро, иначе подача воды будет отставать от отбора нефти и давление в пласте снизится, фонтанирование прекратится. Режим характерен для залежей, приуроченных к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: больших размерах законтурной области; малой удаленности залежи от области питания; высокой проницаемости и относительно однородном строении коллектора как в самой залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; небольших размерах залежи и, соответственно, умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой [Пермяков, Шевкунов, 1971].

После снижения давления в ПЗП порода, нефть и вода расширяются, увеличивая свой объем и способствуя выталкиванию нефти к забою. Такой режим называют упругим. Иногда энергия упругости пластовой водонапорной системы достигает больших значений и отсюда создается **упруговодонапорный режим**. При нем нефть вытесняется из пласта под напором краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии здесь является упругость коллекторов, сжатых под действием горного давления и насыщающей их жидкости (рис. 38). При вскрытии залежи нефть в ствол сначала будет поступать в результате упругого расширения только нефти, находящейся в ПЗП. Однако после того, как зона пониженного давления в скважине дойдет до контура воды, она будет вытесняться в основном под влиянием расширения законтурной воды. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме. Поэтому упругий правильнее рассматривать не как самостоятельный режим, а как фазу водонапорного режима, при которой упругость жидкости (нефти, воды) и породы является основным источником энергии залежи. Естественно, что упругое расширение пластовой жидкости и породы по мере снижения давления должно происходить при любом режиме. Однако для активного водонапорного и газовых режимов этот процесс имеет второстепенное значение.

Упруговодонапорный режим отчетливо проявляется при плохой или вообще отсутствии сообщаемости залежи с областью питания (пополнения водой) или при зна-

чительной ее отдаленности. В отличие от водонапорного, при упруговодонапорном режиме $P_{пл.}$ в каждый данный момент разработки зависит и от текущего, и от суммарных отборов жидкости из пласта. При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате этого снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает значительную часть водоносной зоны, в которой происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих залежь, упругие силы пласта служат источником значительной энергии. Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной части пласта, обычно мала в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной зоны.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие: большой удаленности от нее; пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта; повышенной вязкости нефти; больших размеров залежи и, соответственно, значительных отборов жидкости, которые не могут полностью компенсироваться внедряющейся пластовой водой. Этот режим характерен для залежей элизионных водонапорных систем.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание коллектора на значительной площади за пределами залежи. Пласт должен быть большим и замкнутым, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти. Как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального $P_{пл.}$ над давлением насыщения, и перфорация выполняется только в нижней нефтенасыщенной части пласта. Процесс вытеснения нефти водой из коллектора такой же, как при водонапорном режиме, но вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых УВ здесь возрастает.

Динамика показателей эксплуатации при этом режиме имеет сходства и отличия с водонапорным. Основное сходство состоит в том, что на протяжении всей разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения $P_{пл.}$ над давлением насыщения. Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме за все время эксплуатации происходит снижение $P_{пл.}$; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп его падения постепенно замедляется, в результате отбор жидкости постепенно возрастает. Интенсивность замедления паде-

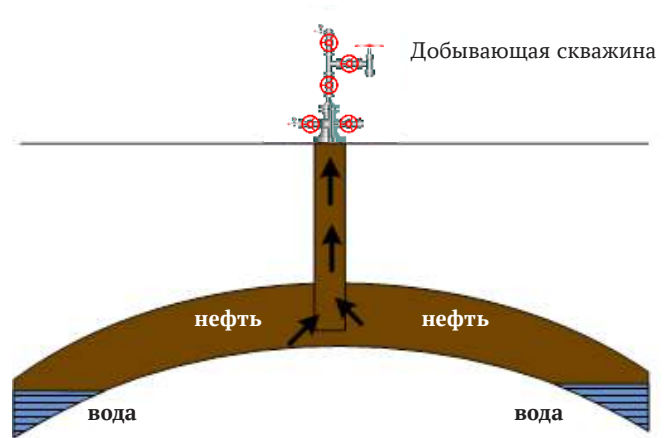


Рис. 38. Упруговодонапорный режим залежей за счет расширения пород и пластовых флюидов [Андреева, 2003]

ния давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные КИН и темпы разработки. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу эксплуатации может достигнуть 2–3. По сравнению с водонапорным, упруговодонапорный режим менее эффективен, КИН обычно не более 0,50–0,55. Он характерен для завершающего этапа разработки залежи, при этом дебиты скважин очень быстро падают. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей эксплуатации при нем довольно широк. Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

При **газонапорном режиме** основной энергией,двигающей нефть, является напор газовой шапки. В этом случае нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии вверху пласта и давящего на его нефтяную часть (рис. 39). Чем больше ее размер, тем продолжительнее снижается давление в ней. Практически во всех залежах в нефти растворено какое-то количество газа. Однако в отличие от водонапорного режима (когда нефть вытесняется водой из пониженных частей залежи в повышенные), при газонапорном, наоборот, газ вытесняет нефть из повышенных в пониженные.

Эффективность разработки объекта в этом случае зависит от соотношения размеров газовой шапки и структуры залежи. По мере извлечения нефти из пласта и снижения $P_{пл.}$ в нефтенасыщенной зоне газовая шапка расширяется, и газ вытесняет нефть в пониженные части пласта к стволам скважин. При этом газ прорывается к скважинам, расположенным вблизи от ГНК. Выход газа из шапки, а также эксплуатация объектов с высокими дебитами недопустимы, так как прорывы газа приводят к бесполезному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти. Поэтому

необходимо постоянно контролировать работу скважин, расположенных вблизи газовой шапки, и в случае резкого увеличения выхода газа вместе с нефтью ограничивать их дебит или даже прекращать эксплуатацию. Для его увеличения в газовую шапку нагнетают с поверхности газ (рис. 40), что позволяет поддерживать, а иногда и восстанавливать газовую энергию в залежи [Пермяков, Шевкунов, 1971; Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987].

При газонапорном режиме вытеснение нефти расширяющимся газом обычно сопровождается грави-

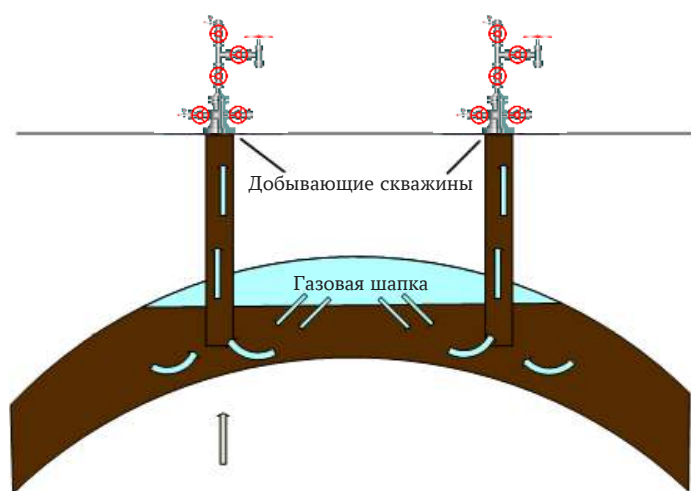


Рис. 39. Газонапорный режим залежей за счет давления газовой шапки [Андреева, 2003]

тационными эффектами. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня ГНК происходит прорыв газа к скважинам, находящимся ближе к контуру газонасности, и их эксплуатация прекращается, так как иначе расход энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным. Для предотвращения преждевременных прорывов газа перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т. е. отступают от ГНК. Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием газонефтяного контакта. Размер площади нефтеносности остается постоянным. Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при слабой активности краевых вод. Причиной разобщения залежи и законтурной области могут быть: резкое снижение проницаемости в периферийной зоне объекта; наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК; тектонические нарушения, ограничивающие залежь.

Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима, являются: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная толщина нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2–3 мПа·с). При разработке залежи в этом режиме $P_{пл.}$ постоянно снижается, темпы зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от скорости отбора нефти. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку КИН при газонапорном режиме составляет 0,4–0,5. Поэтому при равных запасах и темпах эксплуатации абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение КИН объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим пере-

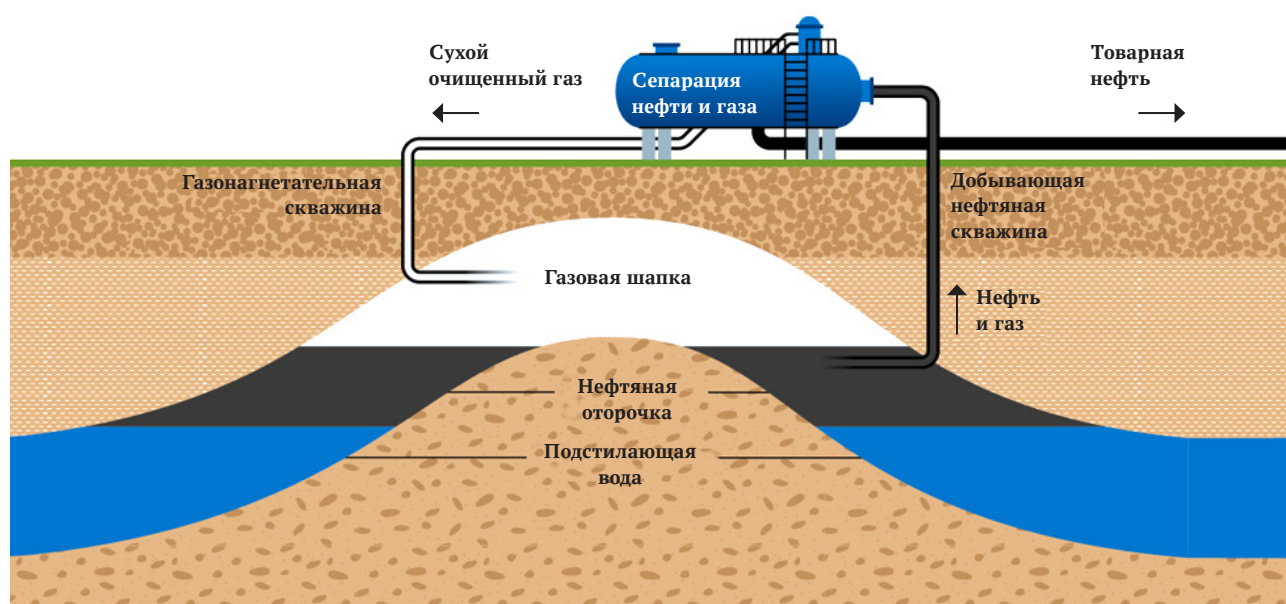


Рис. 40. Закачка газа в газовую шапку для поддержания пластового давления [en.ppt-online.org]

мещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой.

Средний промысловый газовый фактор по залежи на начальных стадиях разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти, и газовый фактор резко возрастает, что приводит к снижению добычи нефти. Извлечение ее происходит практически без попутной воды. В чистом виде газонапорный режим отмечался, к примеру, на залежах Краснодарского края [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987].

Режим растворенного газа (рис. 41) наблюдается в резервуарах закрытого типа, в которых нет напора краевых вод, при наличии загудронизированной зоны на контакте «нефть — вода» или в литологически изолированной линзе. При вскрытии ее нефть продвигается по пласту к скважинам под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти, т. е. основной движущей силой является газ, растворенный в нефти или вместе с ней рассеянный в пласте в виде мельчайших пузырьков. При понижении давления в пласте ниже давления насыщения (начало конденсации) выделившийся из нефти газ принимает форму мельчайших пузырьков, вследствие чего объем газонефтяной смеси увеличивается, что влечет за собой вытеснение нефти в скважину. По мере отбора жидкости $P_{пл.}$ уменьшается, пузырьки газа увеличиваются в объеме и перемещаются к зонам наименьшего давления, т. е. к забоям скважин, увлекая с собой нефть. Изменение давления в пласте при этом режиме зависит от суммарного отбора нефти и газа. Режим в чистом виде проявляется: при отсутствии влияния законтурной области; близких или равных значениях начального $P_{пл.}$ и давления насыщения; повышенном газосодержании пластовой нефти; отсутствии газовой шапки. При разработке происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. Поэтому в добывающих скважинах перфорируют всю нефтяную часть пласта.

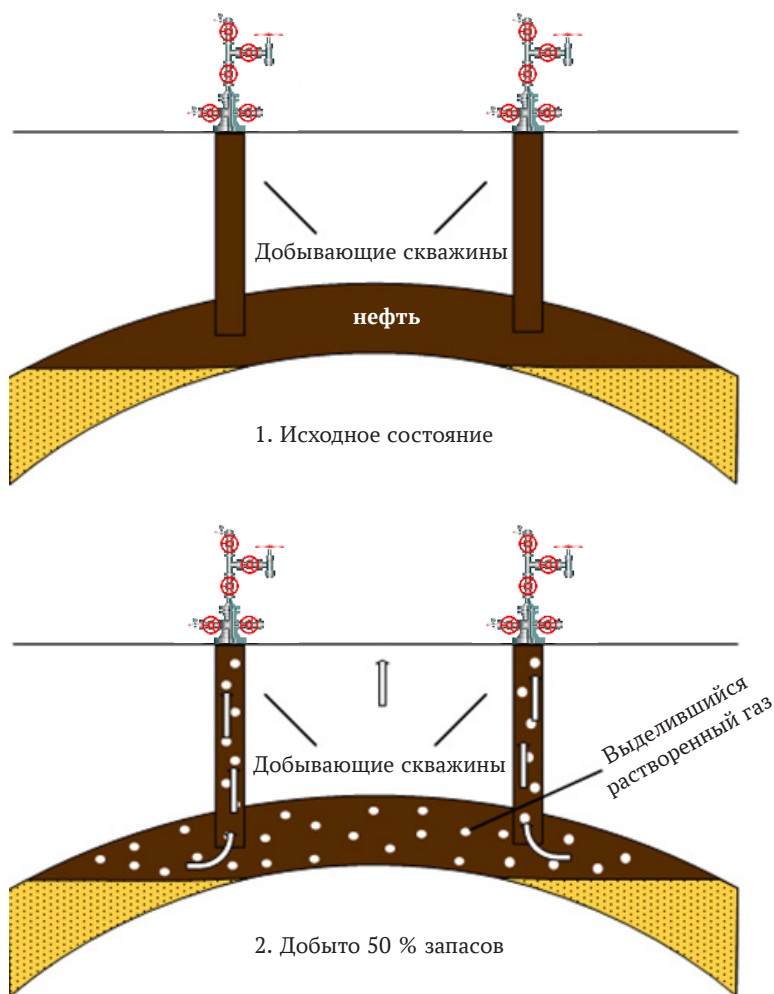


Рис. 41. Режим растворенного газа [Андреева, 2003]

При режиме растворенного газа динамика годовых показателей разработки залежи имеет следующие особенности. Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всей эксплуатации, в результате чего разница между давлением насыщения и текущим $P_{пл.}$ постепенно нарастает. Показателем эффективности эксплуатации залежи при газовых режимах является газовый фактор — объем газа, приходящегося на каждую тонну извлеченной нефти. В начальный период разработки газовые факторы быстро растут, в несколько раз превышая пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позднее по мере истощения залежи и дегазации пластовой нефти уменьшается и газовый фактор — до нескольких кубометров на 1 м^3 . В целом за период эксплуатации среднее значение газового фактора намного (в 4–5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения максимального уровня сразу же начинает снижаться. Нефть поступает практически без воды. Для данного режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный КИН составляет не более 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти — 0,10–0,15. Рассматриваемый режим отмечается в залежах Северного Кавказа, Сахалина и др. [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Газоводонапорный режим характерен для нефтегазовых залежей с водонапорной областью. Он протекает в несколько фаз и выражается проявлением энергии: упругости нефти и породы; расширения растворенного в нефти газа; упругости и напора водонапорной области (рис. 42). Особенностью режима является двустороннее течение жидкости: на залежь нефти одновременно наступают ВНК и ГНК; залежь потокоразделяющей поверхностью условно разбивается на две зоны, разрабатываемые при газонапорном режиме и водонапорном. На первых этапах эксплуатации устанавливается газовый режим, так как $P_{пл.}$ снижается медленно, что сдерживает проявление упругих сил. Продолжительность его зависит в основном от фильтрационных характеристик пласта и активности пластовой воды. Уже при небольшом снижении $P_{пл.}$ создаются условия для проявления упругих сил пласта и воды. При этом начинает медленно подниматься ГВК. Однако напор, возникающий вследствие проявления упругих сил, не может компенсировать снижение пластового давления в залежи, которое зависит как от те-

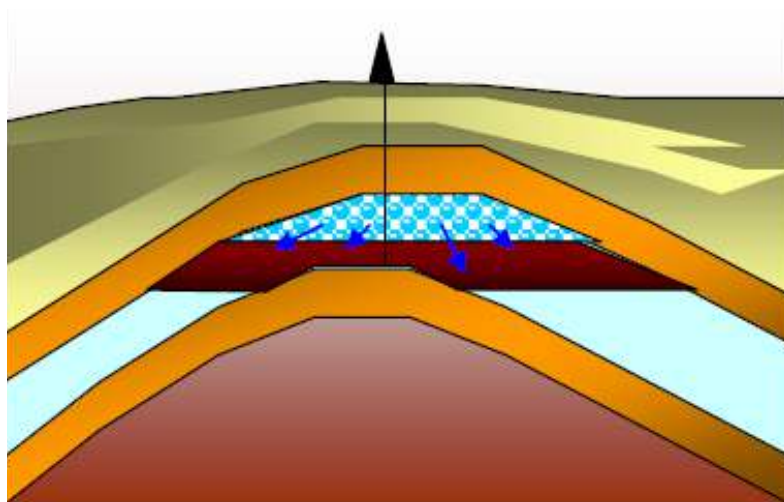


Рис. 42. Газоводонапорный режим [present5.com]

кущего, так и от суммарного отборов газа. Таким образом, первыми признаками этого режима являются быстрый подъем ГВК и медленное понижение $P_{пл.}$.

Газоводонапорный режим характерен для залежей с газовой шапкой, которая могла образоваться только после полного насыщения нефти газом при данном пластовом давлении. Он проявляется в следующих геологических условиях: высокая проницаемость и хорошая фильтрационная способность пласта; сильная гидродинамическая связь между газовой и законтурной частями залежи; близкое расположение области питания от залежи и значительная разница их гипсометрических отметок. Механизм вытеснения нефти при таком режиме характеризуется перемещением газированной нефти по пласту под действием на нее свободного газа со стороны газовой шапки. Обычно в таких залежах наблюдается напор краевых вод. В этих случаях ВНК перемещается в сторону свода под напором пластовой воды. Размеры залежи уменьшаются из-за сближения ГНК и ВНК, и разработка сопровождается выделением газа из нефти в зоне влияния скважины. Этот газ обладает упругостью и ускоряет движение нефти из пласта к стволу. При правильной эксплуатации залежи с газоводонапорным режимом, когда нет большого газового фактора, может быть довольно высокий КИН (35–40 %) от первоначального ее количества в пласте.

Если вышеперечисленных видов энергии в пласте нет или недостаточно, то остается энергия свободного падения тела, т. е. **гравитационный режим**, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием собственной силы тяжести (рис. 43). Этот вид энергии может действовать в тех случаях, когда давление в пласте снизилось до атмосферного, имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа, а напор контурных вод отсутствует. Если при этом залежь обладает крутыми углами падения, то продуктивными будут те скважины, которые вскрыли пласт в крыльевых, по-

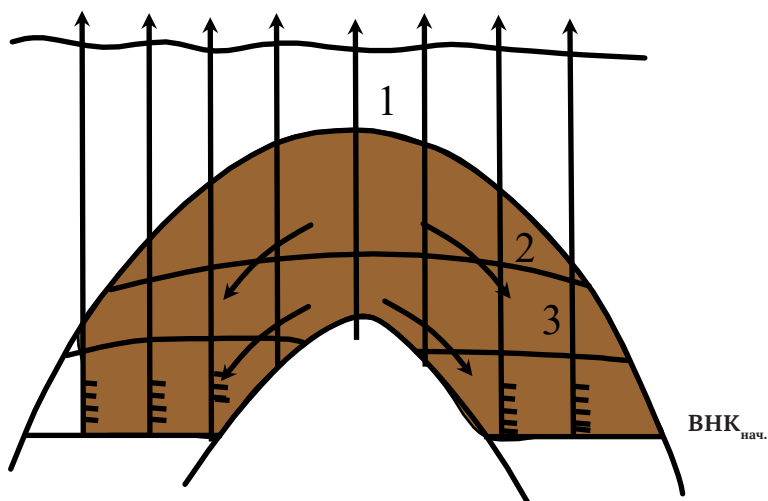


Рис. 43. Гравитационный режим. 1–3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате «осушения» верхней части залежи), стрелками показано направление фильтрации нефти [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

ниженных зонах, так как нефть в пласте стекает в эти части залежи. Проявлению режима способствует значительная высота залежи. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается насосами. Гравитационный режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти и снижения $P_{пл.}$. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин

постепенно уменьшается из-за «осушения» пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, и КИН при этом режиме составляет 0,1–0,2. Однако с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, он может увеличиться до 0,5. Гравитационный режим использовался при разработке объектов на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах эксплуатации, когда она завершается при высоком $P_{пл.}$, этот режим практически не проявляется [Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

5.2. Природные режимы газовых и газоконденсатных залежей

Разработка газовых и газоконденсатных залежей, в отличие от нефтяных, происходит без воздействия на пласты, с использованием природной энергии. Ее источниками являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых вод. Соответственно различают газовый и упруговодогазонапорный режимы. Промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение: для обоснования динамики его добычи, $P_{пл.}$, масштабов и закономерностей обводнения пласта; обустройства месторождения; определения количества скважин и принципов их размещения; выбора интервалов перфорации и др. Исходя из этого, для установления природного режима используют данные начального периода эксплуатации залежи.

5.2.1. Природные режимы газовых залежей

Эксплуатация газовых скважин отличается от нефтяных тем, что плотность и вязкость газа намного меньше, чем нефти. Поэтому к газовой скважине следует относиться более ответственно: конструкция должна быть очень герметичной, цемент поднят до устья, а цементное кольцо выдержано по всей колонне, особенно в интервалах газового пласта. В скважине необходимо установить: пакер, отделяющий ее стенки от НКТ; забойный клапан-отсекатель; циркуляционный и аварийный срезной клапаны. Устьевое оборудование также отличается от нефтяных и нагнетательных скважин, в частности, монтируется специальная колонная головка для газовой скважины, рассчитанная на давление до 35 МПа. Принципиальное отличие конструкции колонной обвязки заключается в том, что она позволяет в одном корпусе закрепить три обсадных колонны. Газовая скважина комплектуется специальной фонтанной арматурой высокого давления: 7,5; 15; 25; 40; и 60 МПа.

Эксплуатацию скважин обычно ведут через насосно-компрессорные трубы (НКТ), но при значительных дебитах и отсутствии в газе твердых примесей или агрессивных

компонентов можно делать это одновременно через НКТ и затрубное пространство (ЗП). Из-за малой плотности и вязкости газа его добывают фонтанным способом. Однако бывают случаи, когда на забое накапливается газовый конденсат или вода и требуется механизированный способ. Удаляют их газлифтным методом эксплуатации скважин или струйным насосом, который можно оставлять на забое до следующего прекращения фонтанирования [Мищенко, 2003].

Особенностью эксплуатации газовых объектов в отличие от нефтяных является неразрывность процессов добычи газа из недр и его транспортировки до потребителя. Поэтому использование добывающих скважин всей наземной сети сбора планируется таким образом, чтобы наиболее экономичным способом подать газ под давлением к компрессорной станции или непосредственно потребителю. Так, при разработке очень больших месторождений, на которых имеются участки с разными давлениями, эксплуатационные скважины экономически выгодно объединить в группы по соответствующим давлениям. Разработка таких объектов показала, что удобно для каждой группы иметь свою сборную сеть, чтобы меньше тратить энергии на сжатие газа перед транспортировкой [Пермяков, Шевкунов, 1971].

Отбор газа во всех периодах эксплуатации обычно сопровождается уменьшением среднего пластового давления, более высокими темпами при газовом режиме и менее — при упруговодогазонапорном. Снижение $P_{пл.}$ в газовых залежах приводит к существенным последствиям. При взаимодействии объектов с законтурной областью снижение пластового давления в залежах, особенно в крупных, оказывает влияние на состояние $P_{пл.}$ во всей водонапорной системе, к которой они приурочены. В результате новые залежи, расположенные вблизи разрабатываемых, к началу их освоения могут иметь $P_{пл.}$, пониженное по сравнению с начальным давлением в водонапорной системе. В разновозрастных отложениях может также наблюдаться взаимодействие разрабатываемых залежей, выражающееся в заметном несоответствии скорости снижения пластового давления темпам отбора газа. Одно из важных последствий падения $P_{пл.}$ — постепенное снижение дебита скважин в процессе разработки. В отличие от нефтяных, в газовых скважинах это происходит даже при сохранении постоянной депрессии на забое, что обусловлено нарушением линейного закона фильтрации из-за высоких скоростей движения газа в прискважинной зоне. При снижении пластового и забойного давления возрастает величина превышения над ними геостатического давления, что может приводить к заметной деформации коллекторов, особенно в ПЗП. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород, падает дебит. При пониженном $P_{пл.}$ во избежание поглощений промысловой жидкости и других осложнений часто возникает необходимость изменения технологии вскрытия продуктивных пластов в бурящихся скважинах [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Вследствие высокой подвижности газа даже при больших размерах отдельных залежей каждая из них представляет собою единую газодинамическую систему, все части которой при разработке взаимодействуют. Это создает предпосылки для управления добычей путем изменения отборов газа из разных частей залежи с целью перераспределения $P_{пл.}$ в ее пределах и замедления темпов его снижения в зонах отбора. Другая особенность газовых объектов, также обусловленная высокой подвижностью

газа, — высокие дебиты скважин, примерно в 20 раз превышающие показатели нефтяных при одинаковых коллекторских свойствах пластов. Это обеспечивает довольно высокие темпы эксплуатации при относительно небольшом количестве скважин, т. е. при намного меньшей плотности их сеток, чем для нефтяных залежей. Как уже отмечалось, по мере снижения пластового и забойного давлений дебит газовых скважин уменьшается. Для сохранения достигнутого максимального уровня добычи газа по мере снижения дебита бурят и вводят в эксплуатацию дополнительные скважины. Однако 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.

Обводняющиеся скважины при разработке объектов используют по-разному. Нефтяные после появления в них воды продолжительное время эксплуатируются при нарастающей обводненности и выводятся из работы по достижении высокого содержания воды в добываемой продукции, вплоть до 95–99 %. Поэтому из таких скважин отбираются большие объемы попутной воды. В газовых залежах при водонапорном режиме, способствовавшем внедрению воды в залежь и появлению ее в скважинах, последние выводятся из эксплуатации после небольших отборов воды, с восполнением при необходимости действующего фонда скважин путем бурения дополнительных. Это связано с особенностями обустройства газовых объектов, которое по технологическим и экономическим соображениям обычно не рассчитывается на сбор и подготовку газа с большим содержанием воды.

По сравнению с нефтяными залежами в газовых существуют условия для более неравномерного перемещения воды. Это обусловлено тем, что кондиционные пределы проницаемости пород для газа значительно ниже, чем для жидкости, и поэтому объективно повышается неоднородность пластов за счет включения в эффективный объем залежи непроницаемых для жидкости пород. В результате происходит неравномерное внедрение воды в газовые объекты по проницаемым для них прослоям. В этих условиях особенно важно регулировать отбор газа по мощности продуктивных отложений с целью максимально возможного выравнивания скорости внедрения воды. Необходимо выполнение большого объема работ в скважинах по изоляции обводненных интервалов. Несмотря на принимаемые меры, неравномерное перемещение воды из-за неоднородности пород приводит к росту потерь газа в недрах [Мордвинов, 2004].

Динамика планируемых и фактических отборов газа из залежей определяется их конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями. В зависимости от активности подошвенных и законтурных вод проявляет себя газовый или упруго-догазонапорный режим. Практика показывает, что чисто газовый встречается довольно редко. Обычно по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется внешняя по отношению к пласту вода.

Газовым (газонапорным) называют режим эксплуатации, при котором пластовые флюиды поступают в добывающие скважины под действием энергии сжатого природного газа. Естественно, что падение давления в коллекторе обуславливает упругое расширение скелета вмещающих залежь пород. Однако основным источником энергии, благодаря которому пластовые флюиды двигаются к забоям скважин, при этом режиме

является энергия содержащегося в пласте сжатого газа. Ее запас обычно оказывается достаточным для почти полной выработки залежи (сжимаемость газа в 30 раз больше сжимаемости воды и породы). Режим формируется без влияния законтурной зоны и может существовать как в инфильтрационной, так и элизионной водонапорных системах. При газовом режиме в процессе разработки объем залежи практически не меняется. Некоторое снижение пустотного пространства может происходить вследствие деформации коллекторов или выпадения конденсата из-за падения $P_{пл.}$ при разработке.

Следует отметить, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной. Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа — по крупным залежам в период максимальной добычи до 8–10 % начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако, несмотря на неподвижность ГВК, в отдельные скважины проникает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, либо с другими причинами. Выявление их требует специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие (0,90–0,97), и он характерен для многих крупных газовых месторождений России [Спутник нефтегазопромыслового..., 1989; Луценко, Еремина, 2018].

Обычно режим эксплуатации залежи стремятся обосновать сразу после ее открытия, так как от этого зависят: система размещения скважин; схема подготовки газа к перемещению и сама транспортировка; технико-экономические показатели разработки. При этом используются методы аналогии объектов региональной системы добычи газа, геолого-промысловые сведения о залежи (ФЕС, насыщенность пор водой, особенности ГВК и ГНК), а также материалы опытной эксплуатации месторождения. Газовый режим характеризуется постоянством газонасыщенного объема порового пространства залежи. При нем наблюдается более резкое, чем ожидалось, падение давления. Это объясняется тем, что часть начальных запасов газа располагалась в слабопроницаемых зонах продуктивных отложений. Когда при разработке возникли гидродинамические условия (из-за значительного снижения давления в дренировавшейся с самого начала области), слабопроницаемые участки стали отдавать газ.

Упруговодогазонапорный режим. В процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т. е. происходит внедрение в нее краевой воды, напор которой всегда сочетается с действием упругих сил газа. Масштабы ее проникновения оценивают коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период, к объему газа в пластовых условиях, отобранного из нее за это же время. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн м³ воды в результате отбора 1 млн м³ газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит ~ 100 млн м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на преобладание водонапорной составляющей. Наиболее ранним признаком поступления в залежь воды является понижение уровня в пьезометрических скважинах, пробуренных на водоносный пласт или в законтурную область коллектора, являющуюся ближайшей к залежи частью водонапорного бассейна. Чем больше фонд

пъезометрических скважин, тем точнее можно оценить текущий объем внедрившейся в газонасыщенную зону воды.

Источником дополнительной информации о режиме работы газоносного пласта являются также материалы ГИС, а именно данные о подъеме ГВК (ГНК). Свидетельством поступления в залежь воды могут быть промысловые сведения содержания ее в продукции скважин и результаты химического анализа попутной воды (по динамике содержания, например, ионов хлора). Зная состав подошвенной и контурной воды, можно судить как о фактах внедрения их в газонасыщенную область, так и о количестве поступающей воды, если постоянно контролировать состав попутной воды добывающих скважин, начиная с периферийных. При этом режиме приток газа к забоям обуславливается как энергией давления сжатого газа, так и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Проникновение воды в залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

При этом режиме $P_{пл.}$ снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность его падения возрастает при невысокой активности контурной области (приуроченность залежи к элизионной водонапорной системе, пониженная проницаемость коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин. Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (когда в залежи еще высокое $P_{пл.}$) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных. Из-за неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды в глубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге коэффициенты извлечения газа часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким (0,50–0,95), в зависимости от неоднородности продуктивных пластов [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Часто при разработке газовых объектов в условиях упруговодогазонапорного режима давление сначала падает, как при газовом. Это объясняется тем, что в первый период в залежь поступает мало воды по сравнению с начальным газонасыщенным объемом порового пространства. Поэтому сначала внедрение воды мало влияет на темп падения $P_{пл.}$, но в дальнейшем приводит к заметному замедлению снижения этого параметра. Создается впечатление, что залежь вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме.

Правильное определение режима и темпа продвижения воды при эксплуатации имеет большое значение при проектировании, анализе и прогнозе перспектив добычи газа. При определении его запасов необходимо рассчитать количество поступившей в залежь воды по изменению во времени среднего пластового давления. От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит падение $P_{пл.}$, которое влияет на снижение дебитов газовых скважин, а следовательно, и на число скважин, необходимое для обеспечения планового отбора газа из залежи. Темп падения пластового давления определяет: периоды бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации; постоянной и падающей добычи газа; эффективность установок низкотемпературной сепарации.

рации газа; изменение мощности холодильных агрегатов и дожимной компрессорной станции [Коротаев, Закиров, 1981]. Таким образом, режим объекта и связанные с ним темпы падения $P_{пл.}$ влияют на технико-экономические показатели разработки залежи и обустройства промысла.

Считалось, что при разработке газовых объектов, достаточно однородных по коллекторским свойствам и с высокими пластовыми давлениями, газоотдача при упруговодогазонапорном режиме может достигать 95–98 %. Однако лабораторные анализы и промысловые наблюдения показали, что газоотдача обводненной зоны значительно меньше и в отдельных случаях может снижаться до 50 %. Поэтому при размещении скважин на площади газонасности, определении очередности ввода их в эксплуатацию необходимо учитывать продвижение контурных или подошвенных вод. При разработке газового объекта следует равномерно стягивать контуры водоносности. Продвижение воды в залежи регулируют путем установления соответствующих дебитов скважин, бурения дополнительных и закрытия некоторых других, в зависимости от характера проникновения контурных вод. При этом режиме обводнение газовых объектов — естественный процесс. Поэтому следует планировать количество скважин, размещение их на структуре, технологические режимы эксплуатации, систему обустройства промысла, значения коэффициента газоотдачи, которые обеспечили бы наилучшие экономические показатели.

Система обустройства нефтяных промыслов всегда предусматривает добычу нефти вместе с попутной водой, а газовых позволяет отделять от газа лишь малое количество влаги. Поэтому обводняющиеся газовые скважины быстро выходят из эксплуатации. Естественно, что это отрицательно сказывается на коэффициенте газоотдачи. Для предотвращения обводнения газовых объектов проводят изоляционные работы. При эксплуатации обводненных скважин применяются плунжерные подъемники и даже глубинные насосы, перспективны методы изоляции воды путем закачки специальных пен [Коршак, Шаммазов, 2005].

В связи с неоднородностью продуктивных пластов коэффициент извлечения газа при упруговодогазонапорном режиме колеблется в довольно широком диапазоне. В залежах с относительно однородными коллекторскими свойствами он может быть высоким, близким к газовому режиму. Характер природного режима залежи и строение продуктивной части отложений следует учитывать при размещении добывающих скважин по площади. При газовом режиме с относительно однородными коллекторскими свойствами объектов необходимо равномерно размещать скважины на всей площади. При неоднородном строении пластов, т. е. при наличии в залежи зон высокой продуктивности, целесообразно размещение скважин именно в них — неравномерно по площади. Если коллекторские свойства улучшаются к кровле залежи, размещать скважины следует в повышенной части структуры. Промышленная апробация размещения скважин в центральных частях крупных объектов показала высокую эффективность этого мероприятия. При размещении скважин на газовой залежи с упруговодогазонапорным режимом необходимо исходить из соображений обеспечения возможно более равномерного внедрения краевой воды в объект. Поэтому размещение скважин следует сочетать с вовлечением в процесс дренирования всей газонасыщенной мощности по-

род. Выполнение этого условия обеспечивает равномерная сетка размещения скважин, при которой уменьшается возможность образования неизвлекаемых целиков газа, образующихся вследствие неоднородного строения пластов в тупиковых зонах.

Геологическое строение залежей оказывает влияние на выделение объектов, разбуриваемых самостоятельными скважинами. Массивные залежи, представляющие собой четко выраженные единые гидродинамические системы, даже с большой мощностью продуктивных отложений (несколько 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 мощности как при газовом, так и водонапорном режиме целесообразнее выделять 2–3 объекта разработки и более, что позволит улучшить управление каждого из них. При схожих коллекторских свойствах и относительно небольшой суммарной мощности пластов целесообразно объединить их в один эксплуатационный объект. Возможен и такой вариант, когда первую очередь скважин для опытной разработки бурят со вскрытием всех пластов, а в последующих уплотняющих скважинах — выборочно. Значительное влияние на системы разработки и обустройства газовых объектов оказывает их глубина. При инфильтрационной природе пластового давления (в этих условиях наиболее вероятно проявление активного водонапорного режима) глубина залегания продуктивного пласта определяет величину начального давления. Последнее влияет на ранние дебиты скважин и динамику добычи газа [Коротаев, Закиров, 1981].

Большое влияние на выбор системы разработки, в первую очередь на количество скважин, оказывает прочность коллекторов, т. е. их устойчивость к разрушению при эксплуатации. Вследствие высоких дебитов газовых скважин ПЗП меняется более интенсивно, чем в нефтяных. Наиболее подвержены этому терригенные породы — слабосцементированные с легко рассыпающимся глинистым цементом. Процесс разрушения пород особенно активизируется при обводнении скважин, поскольку вода способствует разбуханию и деформации цемента. Для торможения этого процесса в скважинах против дренируемых пластов устанавливают специальные фильтры, проводят мероприятия по управлению разработкой с целью продления периода их безводной эксплуатации, ограничивают дебит. В последнем случае требуется соответствующее увеличение количества скважин для обеспечения заданной динамики добычи газа. Ожидаемые масштабы разрушения пород при эксплуатации газовых скважин и возможные меры по ограничению этого процесса должны планироваться в периоды разведки и опытной эксплуатации объекта путем изучения керна и исследования безводных и обводняющихся скважин на различных режимах.

Текущее состояние и конечная эффективность системы разработки газовых залежей определяются: ее совершенством; учетом геологического строения объекта и окружающего водонапорного бассейна; практической реализацией. В соответствии с геологическими и гидрогеологическими условиями, а также выбранной технологией проектируется и система контроля. Сложность эксплуатации объекта определяют следующие факторы: геологические, гидрогеологические и технологические. К первым относят: размеры залежи и ее начальные параметры (глубина залегания продуктивного

пласта, пластовые давление и температура, запасы газа и конденсата); геологическое строение продуктивного горизонта (многопластовость, неоднородность коллекторских свойств, разрывные нарушения и др.); тип залежи (пластовая, массивная, водоплавающая); физико-химические свойства пластовых флюидов и т. д. Эта же группа включает характер контакта залежи с окружающим водонапорным бассейном и его особенности: протяженность, проницаемость, гидростатические напоры.

Во вторую группу входят: способ эксплуатации (с поддержанием давления, на истощение, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и т. д.); стадия разработки (начальная, основная и др.); темп отбора УВ из залежи и дебиты отдельных скважин, их рабочие давления и текущее состояние; система вскрытия продуктивного горизонта и размещение скважин на структуре; наличие межпластовых или внутрипластовых перетоков газа и др. Некоторые факторы, такие как взаимодействие соседних залежей, режим разработки и др., являются общими, но поскольку появляются они только при эксплуатации, их условно относят ко второй группе.

Система контроля тем сложнее, чем больше названных факторов и условий характерно для данного объекта, а также особенностей и осложнений в его разработке. Крупное по размерам и этажу газоносности многопластовое месторождение с резко неоднородными коллекторами, с блоковым строением, а также с внедрением пластовых вод требует максимума контролируемых параметров. Небольшое однопластовое месторождение может эффективно разрабатываться и при упрощенной системе контроля, которая определяется уже при составлении технологических схем и проектов опытной или промышленной эксплуатации. Особое внимание на всех стадиях разработки газового объекта следует уделять внедрению подошвенной и законтурной воды при водонапорном режиме. Естественно, активность воды неодинакова на разных стадиях отбора газа из пласта. Обычно сначала наблюдаются признаки только газонапорного режима. По мере снижения давления отмечается все более активное внедрение воды. На завершающей стадии разработки, когда образуются обширные зоны обводнения с защемленным и обойденным газом, темп внедрения воды вновь замедляется из-за увеличения фильтрационных сопротивлений. Динамика обводнения различна в поровых и трещиноватых коллекторах и требует конкретного подхода к системе контроля за обводнением газового пласта [Коротаев, Закиров, 1981; Коровкин, Пулькина, 2019].

5.2.2. Природные режимы газоконденсатных залежей

Свои особенности имеет и разработка газоконденсатных залежей, которые в отличие от чисто газовых дают еще и конденсат — ценное сырье для нефтехимической промышленности, который нередко является основным продуктом. Поэтому кроме специфики разработки чисто газовых объектов в этом случае возникают значительные трудности, связанные с отбором углеводородного конденсата. С одной стороны, это вопросы, требующие решения при достижении максимально возможной конденсатоотдачи пласта, а с другой — поддержания или восстановления продуктивности скважин, так как наибольшее насыщение порового пространства выпадающим конденсатом проис-

ходит именно в призабойных зонах, что приводит к значительному снижению фазовой газопроницаемости. Если из газоконденсатной залежи добыть газ, на поверхности при снижении давления из него будет выпадать конденсат в виде бензина, керосина и легких масел. Чтобы не допустить этого процесса в недрах, в залежь нагнетают сухой газ, тем самым увеличивая пластовое давление и не позволяя выпадать конденсату.

В целом разработка газоконденсатных залежей производится следующим образом: из недр добывается обогащенный конденсатом газ; на поверхности он расширяется, охлаждается, и из него выпадает конденсат; сухой газ сжимается до давления 200–300 кг/см² и закачивается в залежь, в которой он, проходя через пласт, обогащается конденсатом и снова извлекается на поверхность. После этого цикл повторяется. Таким образом можно добыть 90–92 % конденсата из залежи. На таких объектах расстояние между скважинами должно быть не менее 800–1000 м. Однако поддержание $P_{пл.}$ требует больших денежных затрат, поэтому его рационально применять при содержании конденсата в газе $> 200 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и при запасах газа > 7 млрд м³ [Пермяков, Шевкунов, 1971].

Если в ходе эксплуатации газоконденсатной залежи к забоям добывающих скважин подступает подошвенная или законтурная вода, то возникает проблема поддержания работоспособности скважин, в продукции которых содержится значительное количество жидкости (углеводородного конденсата и воды). Особенно сложно разрабатывать пласт с низкой проницаемостью пород. Выпадение конденсата в порах обуславливает в таких случаях необходимость поддержания давления для приемлемых отборов не только конденсата, но и газа. Проблема обеспечения достаточно высокой конденсатоотдачи считается одной из наиболее серьезных при разработке таких объектов. Существуют методы повышения газоконденсатоотдачи, однако они, за исключением лишь некоторых, из-за больших капитальных и эксплуатационных затрат не применяются [Мордвинов, 2004].

Газоконденсатные залежи в их начальном (на момент открытия) состоянии характеризуются высокими пластовыми давлениями, достигающими обычно нескольких десятков мегапаскалей. Встречаются объекты с относительно низкими (8–10) и очень высокими (до 150–180 МПа) начальными $P_{пл.}$. Основные запасы УВ в газоконденсатных залежах приурочены к толщам с начальными пластовыми давлениями 30–60 МПа. При отборе из залежей газа с помощью природных режимов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое, падают ниже давления начала конденсации. В результате сначала в прискважинных зонах, а затем и повсеместно начинаются фазовые переходы — часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в пустотах породы и остается в недрах, приводя к потерям конденсата и снижению коэффициента его извлечения. Поэтому для крупных залежей с высоким содержанием конденсата необходимо применять систему разработки с поддержанием $P_{пл.}$ выше давления начала конденсации. Для этого нагнетают в пласт сухой газ или воду (рис. 44). Более приемлем первый метод, при котором подают освобожденный от конденсата газ, добываемый из той же залежи, в полном его объеме или частично, в зависимости от того, сколько его нужно для поддержания $P_{пл.}$. Такой технологический прием называют *сайклинг-процессом*.

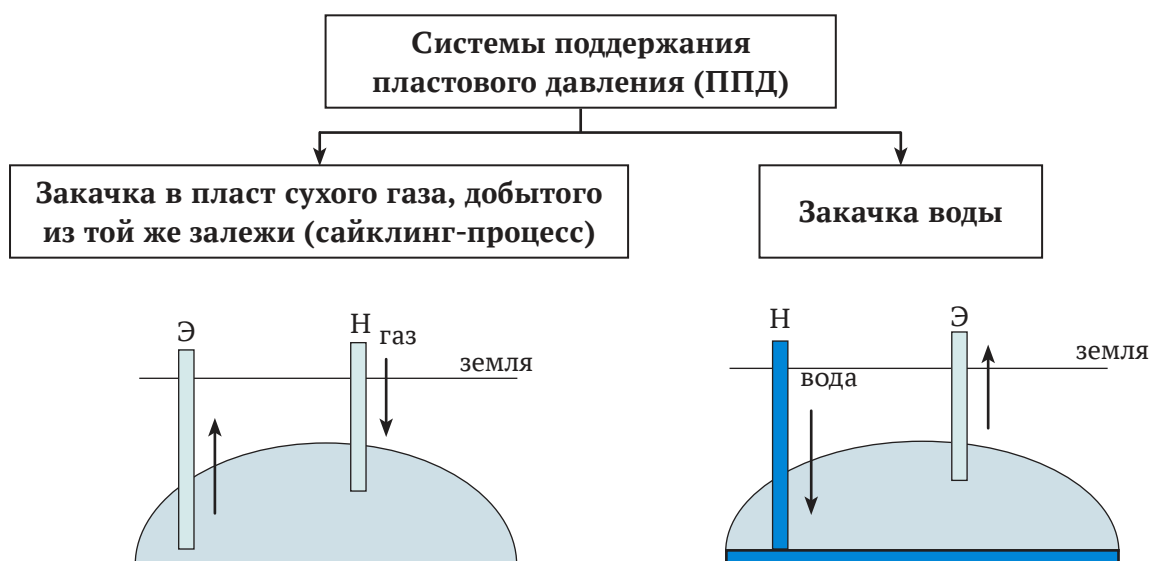


Рис. 44. Разработка газоконденсатных залежей [myshared.ru]

Разрабатывают газоконденсатные залежи при постоянном числе нагнетательных и добывающих скважин. Расстояние между ними составляет 800–1200 и 400–800 м соответственно. Сухой газ закачивают в пласт до тех пор, пока содержание конденсата в добываемом газе не снизится до минимально допустимого с экономической точки зрения. После этого подачу газа прекращают, нагнетательные скважины переводят в добывающие и залежь разрабатывают как обычную газовую. Внедрение этого процесса сдерживается тем, что значительная часть сухого газа долго не будет использоваться, а также техническими сложностями его применения. В этом отношении предпочтительнее заводнение, которое может быть освоено в самом начале разработки залежи. Добываемый при этом сухой газ может в полном объеме применяться в разных сферах. Вместе с тем заводнение имеет свои недостатки. Главный из них — возможное сокращение сроков эксплуатации скважин в связи с их обводнением из-за перемещения воды по наиболее проницаемым прослоям. Прекращение их работы может привести к снижению эффективности эксплуатации и к тому, что в недрах останется существенная доля газа и конденсата. Поэтому заводнение не нашло широкого применения при разработке газоконденсатных залежей [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Важная особенность эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей с малым содержанием конденсата при природных режимах заключается в том, что общее проектное количество добывающих скважин определяется исходя из обеспечения продолжительного периода разработки с максимальным уровнем добычи. Проектный коэффициент извлечения газа достигается параллельно этим же количеством скважин. С началом падения добычи их бурение обычно прекращают. На нефтяных же залежах значительная часть проектных скважин предназначена, как правило, для достижения проектного коэффициента извлечения нефти. Бурение таких скважин на участках, где выявлены целики нефти, осуществляется практически до конца разработки залежи. На газовых объектах значительно меньше скважин по сравнению с нефтяными. В связи

с этим при изучении геологического строения залежей и запасов газа важно использовать все косвенные методы: материального баланса, гидродинамические и др.

Геолого-промысловая характеристика газовых и газоконденсатных объектов оказывает большое влияние: на выбор систем разработки; динамику годовой добычи газа; весь процесс эксплуатации. Так, природный режим во многом влияет на темпы падения $P_{пл.}$ и, следовательно, на снижение дебита скважин. В свою очередь, это определяет: масштабы и сроки бурения дополнительных скважин, необходимых для сохранения продолжительного максимального уровня добычи газа; технологию эксплуатации скважин и сроки обустройства объекта. При прочих равных условиях в случае водонапорного режима $P_{пл.}$ снижается медленнее, чем при газовом, с повышением активности краевой области падение давления замедляется. Вместе с тем водонапорный режим приводит и к неблагоприятным последствиям. Прежде всего, в результате продвижения воды в газовую залежь часть скважин обводняется, и вместо них приходится бурить новые. Вследствие изменчивости коллекторских свойств, а также при неравномерном распределении отборов газа по площади скважины могут преждевременно обводняться. Неоднородность продуктивных отложений по мощности и неравномерность их дренирования по разрезу могут приводить к быстрому продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пачкам, что также вызывает раннее обводнение скважин и ухудшает технико-экономические показатели.

При разработке газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления влияние геологических факторов на выбор системы и показатели добычи увеличивается. Обоснование расположения нагнетательных и добывающих скважин и эффективность процесса воздействия на залежь во многом будут определяться теми же геологическими факторами, как и при нагнетании воды в нефтяную: размером, ее тектоническим строением, коллекторскими свойствами пород, характером и степенью макро- и микронеоднородности и др. При закачке в пласт сухого газа для обоснования системы размещения нагнетательных и добывающих скважин следует учитывать наличие или отсутствие связи залежи с законтурной областью, размеры, углы падения пород. При небольших размерах залежи, значительных углах падения и отсутствии взаимодействия объекта с законтурной областью (литологическая залежь с вторичным «запечатывающим» слоем у ее основания) желательно размещать нагнетательные скважины во внутренней части залежи, а добывающие — во внешней. Этот вариант имеет следующие преимущества: направленность вытеснения более плотного пластового газа менее плотным сухим сверху вниз увеличивает эффективность процесса; возможно применение без учета геологических предпосылок для оттеснения части пластового газа за пределы залежи; допустим перевод нагнетательных скважин в добывающие после завершения сайклинг-процесса [Коротаев, Закиров, 1981].

При хорошей связи залежей с водонапорной системой, особенно при пологом залегании пластов, предпочтителен вариант с размещением нагнетательных скважин в периферийной части объекта, а добывающих — во внутренней. Такая система обеспечивает длительную безводную эксплуатацию добывающих скважин, расположенных вдали от контура газоносности. Повышение пластового давления в зоне нахождения нагнетательных скважин резко снижает возможность внедрения в залежь контурной

воды. Большая площадь газоносности служит благоприятной предпосылкой для равномерного размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади, т. е. для системы, подобной площадной, используемой для нефтяных залежей, но при больших расстояниях между скважинами. С применением заводнения газоконденсатные залежи могут разрабатываться при высокой проницаемости коллекторов, обеспечивающих достаточную приемистость нагнетательных скважин. На небольших залежах целесообразнее законтурное заводнение, на больших — внутриконтурное (площадное или с расположением нагнетательных скважин рядами).

Влияние неоднородности пластов на разработку газоконденсатных залежей весьма существенно при использовании любого рабочего агента. При нагнетании сухого газа может произойти преждевременный прорыв его к забоям добывающих скважин. Это снижает эффективность извлечения конденсата из недр, увеличивает продолжительность данного процесса и требует значительного объема закачиваемого газа. Из-за неоднородности пластов при заводнении возможно опережающее движение воды по наиболее проницаемым прослоям, а также преждевременное обводнение добывающих скважин [Луценко, Еремина, 2018].

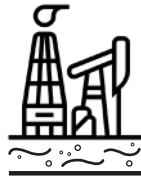
Основной проблемой при эксплуатации газовых и газоконденсатных объектов является то, что в «сухом» газе и конденсате находятся пары воды. При понижении давления и температуры происходит конденсация паров воды и накопление ее в скважинах. При определенных условиях метан, пропан, этан взаимодействуют с водой и образуют твердые кристаллические вещества — гидраты. Например, метан может связать шесть молекул воды ($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), а этан — семь ($\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$). По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. При нагревании или понижении давления они разлагаются на газ и воду. Гидраты в газовых и газоконденсатных скважинах могут полностью закупорить НКТ или ЗП. Борются с гидратами разными способами. Первый — предупреждение их образования, второй — ликвидация уже сформировавшихся гидратов. В первом случае на забой подают различные антигидратные ингибиторы (метанол, хлористый кальций, диэтиленгликоль), применяют гладкие трубы. Для изготовления последних используют разные методы: эмалирование, стеклование, покрытие эпоксидными смолами и т. д. Наиболее эффективным способом борьбы с гидратообразованием считается добавление в газовый поток метанола [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Таким образом, геологические факторы оказывают большое влияние на выбор системы и условия разработки газовых и газоконденсатных объектов, но на их основе даются лишь предварительные рекомендации о возможных технологических решениях. Это обусловлено тем, что на выбор систем эксплуатации газовых залежей в большей степени, чем нефтяных, оказывают влияние такие факторы, как заданный темп разработки, 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 в случае нефтяных объектов, рациональные системы разработки газовых обосновываются путем газогидродинамических расчетов нескольких вариантов эксплуатации, наиболее полно учитывающих геолого-промысловую характеристику месторождения, и выбора оптимального варианта по результатам сравнения.

Смешанные режимы нефтяных и газовых залежей. В рассмотренных выше природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии некоторое влияние оказывают и другие силы. Так, в нефтяных объектах, характеризующихся значительным снижением $P_{пл.}$ при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), определенную роль играют упругие силы породы и жидкости в самой залежи, например при газонапорном — режим растворенного газа. Вместе с тем в природе широко распространены режимы, при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет действия 2–3 видов энергии, их называют смешанными. В газонефтяных залежах режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки.

Упруговодогазонапорный режим газовых залежей по своей сути также является смешанным с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период эксплуатации обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения $P_{пл.}$. В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5–10 % извлекаемых запасов нефти, после чего $P_{пл.}$ падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (нефтяные залежи Татарии, Башкирии, Западной Сибири) [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

В заключение следует отметить, что на практике редко можно встретить какой-то один природный режим, чаще всего несколько режимов проявляются одновременно. Пластовая энергия при эксплуатации залежей расходуется на сопротивление сил трения, возникающих между слоями жидкости и газа, трения жидкости и газа о породу, а также на преодоление капиллярно-молекулярных сил в пласте. Водонапорный и газонапорный принято называть режимами вытеснения, а растворенного газа, упругий и гравитационный — режимами истощения пластовой энергии.



ГЛАВА 6

СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

По очередности ввода отдельных пластов в эксплуатационное бурение выделены следующие системы разработки нефтяных месторождений: сверху вниз, снизу вверх, по этажам. *Сверху вниз* заключается в том, что каждый пласт сначала вводится в разведку, а потом в эксплуатационное бурение, т. е. когда будет в основном разбурен вышележащий пласт. Эта система опиралась на ударное бурение, сильно задерживала темпы разработки и разведки объектов и в настоящее время не применяется. При системе *снизу вверх* сначала изучается нижний из высокопродуктивных (опорных) горизонтов. Ее преимущества заключаются в следующем: одновременно с разведкой и разбуриванием опорного горизонта исследуются каротажом и отбором проб все вышележащие пласты, что существенно сокращает число разведочных скважин; изучается строение всего месторождения, уменьшается количество неудачных скважин, так как попавшие за контур

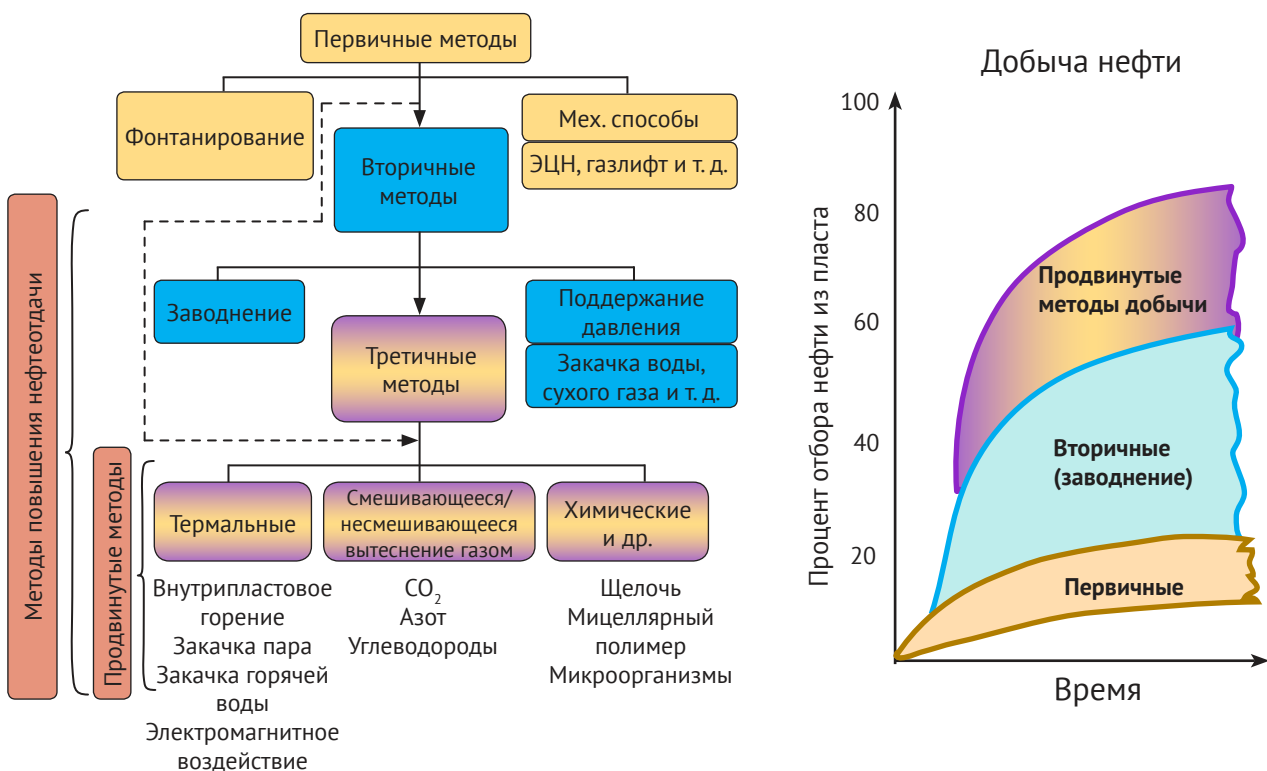


Рис. 45. Способы разработки нефтяных залежей [en.ppt-online.org]

залежи в опорном горизонте могут быть возвращены при эксплуатации на вышележащие горизонты; существенно возрастают темпы освоения нефтяных объектов; сокращается число аварий при бурении, связанных с уходом бурового раствора в проницаемые пласты, а также значительно уменьшается глинизация пласта.

Поэтажная система обычно применяется на многопластовых месторождениях, в разрезе которых имеется 2–3 выдержанных по простиранию мощных высокодебитных пласта, а между ними залегают пачки маломощных невыдержанных коллекторов, разработка которых самостоятельными сетками скважин невыгодна. В таких случаях в разрезе выделяют столько эксплуатационных этажей, сколько их можно включить в самостоятельную разработку. В первую очередь разбуриваются основные пласты. Промежуточные и пропластки вводятся в освоение путем возврата с основного нижележащего пласта после его обводнения или истощения. Комплекс эксплуатационных объектов, состоящий из основного мощного пласта и всех промежуточных вышележащих пластов и пропластков, называется этажом разработки. На месторождении различные этажи могут разбуриваться в любом порядке или одновременно [Пермяков, Шевкунов, 1971].

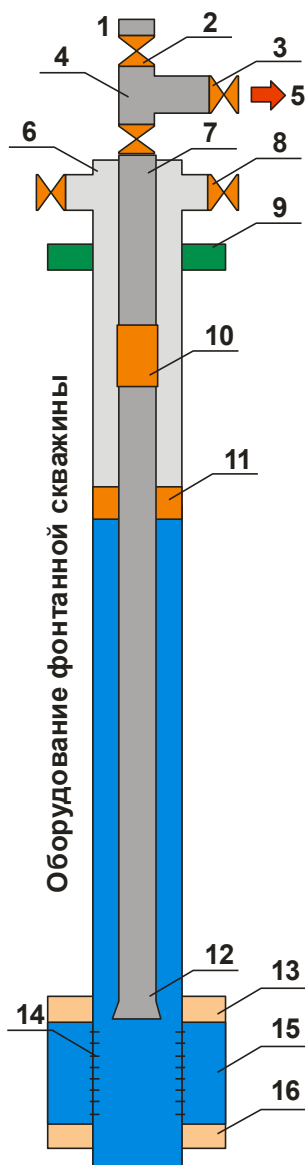
По своей сути и очередности применения способы разработки залежей делят на первичные (естественные), вторичные и третичные (рис. 45).

6.1. Первичные способы добычи углеводородов из залежей

Первичные способы добычи нефти максимально используют природную энергию месторождения (упругая, растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, гравитационных сил), когда нефть выходит на поверхность под естественным давлением. После того как залежи вскрываются скважинами, происходит расширение нефти и содержащейся в ней газовой смеси. С использованием естественных видов энергии разрабатывают залежи нефти с «эффективными» природными режимами, для которых искусственное воздействие не требуется, а также объекты с особыми геологическими условиями, для которых оно не может принести ощутимых результатов. К первым относят залежи с водонапорным и активным упруговодонапорным режимами. Последний называют активным в том случае, когда его энергии достаточно для отбора из недр нефти высокими темпами без снижения $P_{пл.}$ ниже давления насыщения. Существует два первичных способа извлечения УВ из недр, различающиеся приемами воздействия на них. Когда под влиянием естественных природных сил нефть или газ поступают на поверхность без помощи человека, способ называют фонтанным, а если требуются дополнительные операции — механизированным. Нефтяные залежи разрабатывают фонтанным или одним из механизированных способов, который определяется величиной пластовой энергии, а также геолого-технической характеристикой скважины, а газовые объекты — только фонтанным.

Фонтанный способ не требует больших затрат, так как работу выполняют природные силы. В момент, когда в пласте давление достигает критической отметки, нефть самопроизвольно устремляется по НКТ на поверхность, и скважина фонтанирует.

В этом случае добыча УВ обходится без сложного оборудования (рис. 46) и не требуется дополнительного воздействия на продуктивный пласт. Основные преимущества этого способа: дешевизна процесса; простое оборудование; экономия электроэнергии; полный контроль над откачкой нефти; возможность полностью остановить ее выход на поверхность при необходимости; дистанционное управление. При обнаружении нефтяного пласта с избыточным давлением в первую очередь необходимо провести ряд мер по установлению контроля над природными процессами. Так, на устье скважины устанавливается фонтанная арматура (трубная головка и фонтанная елка) (рис. 47), которая обеспечивает: подвеску НКТ и герметизацию устья скважины (трубная головка); регулирование режима ее эксплуатации (штуцеры); замер давления в ЗП и на выкиде трубы (манометры); спуск в ствол измерительных приборов под давлением, без прекращения работы скважины (буферная задвижка); отвод нефти и газа в сборный нефтегазопровод; регулирование режима скважины и ее герметизацию или консервацию при завершении работ [Муравьев, 1977; Сулейманов, Карапетов, Яшин, 1987; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].



Фонтанирование может происходить за счет гидростатического столба жидкости в скважине или растворенного газа. В первом случае этот процесс называется артезианским, и он происходит при условии, что устьевое давление больше давления насыщения. Во втором, за счет растворенного в нефти газа, — газлифтным, он возникает, если давление насыщения меньше забойного, но больше устьевого; давление насыщения больше забойного давления. В том и другом случае в НКТ поднимается на поверхность смесь газа с жидкостью, которая имеет меньшую плотность, чем жидкость.

Фонтанирование обычно происходит под влиянием гидростатического напора и энергии расширяющегося газа. Экономически целесообразно продлевать этот процесс, но для этого нужно регулировать режим эксплуатации скважины. Рациональное расходование пластовой энергии при оптимальном дебите позволит увеличить безводный период работы. При выборе технологического режима скважины чаще всего на устье ставят штуцер. Размер отверстия в нем подби-

Рис. 46. Оборудование скважины для фонтанной добычи нефти:

- 1 — лубрикатор; 2 — лубрикаторная задвижка;
- 3 — буферная задвижка; 4 — фонтанная арматура;
- 5 — добываемая продукция; 6 — эксплуатационная колонна;
- 7 — колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 8 — затрубная задвижка; 9 — поверхность земли; 10 — противовыбросовое оборудование; 11 — пакер; 12 — воронка; 13 — кровля пласта;
- 14 — перфорационные отверстия; 15 — продуктивный пласт;
- 16 — подошва пласта [ppt-online.org-myslide.ru]

рают опытным путем в зависимости: от забойного давления; давления насыщения; газового фактора; обводненности продукции; оптимального дебита.

Для фонтанного способа добычи нефти требуется простое наземное и подземное оборудование. Из подземного в скважину спускаются НКТ с воронкой на последней трубе для удобства спуска-подъема измерительных приборов. Эксплуатационная колонна обычно цементируется от забоя до устья, поэтому все операции, связанные с подземными работами, выполняют с помощью НКТ (подъем жидкости и газа на поверхность, предохранение колонны от износа и высокого давления, ремонтные и промывочные работы в стволе и т. д.). Колонна НКТ состоит из стальных бесшовных труб, соединенных между собой резьбовыми муфтами. Она должна обеспечивать высокую герметичность, поэтому при свинчивании труб с муфтами применяют смазку или уплотнители. Для всех способов эксплуатации скважин применяются одни и те же НКТ [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

При истощении или недостатке пластовой энергии нефть добывают **механизированными** способами (газлифтный и насосный). **Газлифтный** сменяет фонтанный, когда сила естественного давления в пластах уже не может вытеснять нефть наружу. В этом случае с поверхности в затрубное (межтрубное) пространство скважины компрессором закачивают сжатый воздух для аэрации жидкости и снижения гидростатического давления (рис. 48). Компрессорную эксплуатацию скважин можно рассматривать как искусственное продолжение фонтанирования. Если в качестве рабочего агента по-

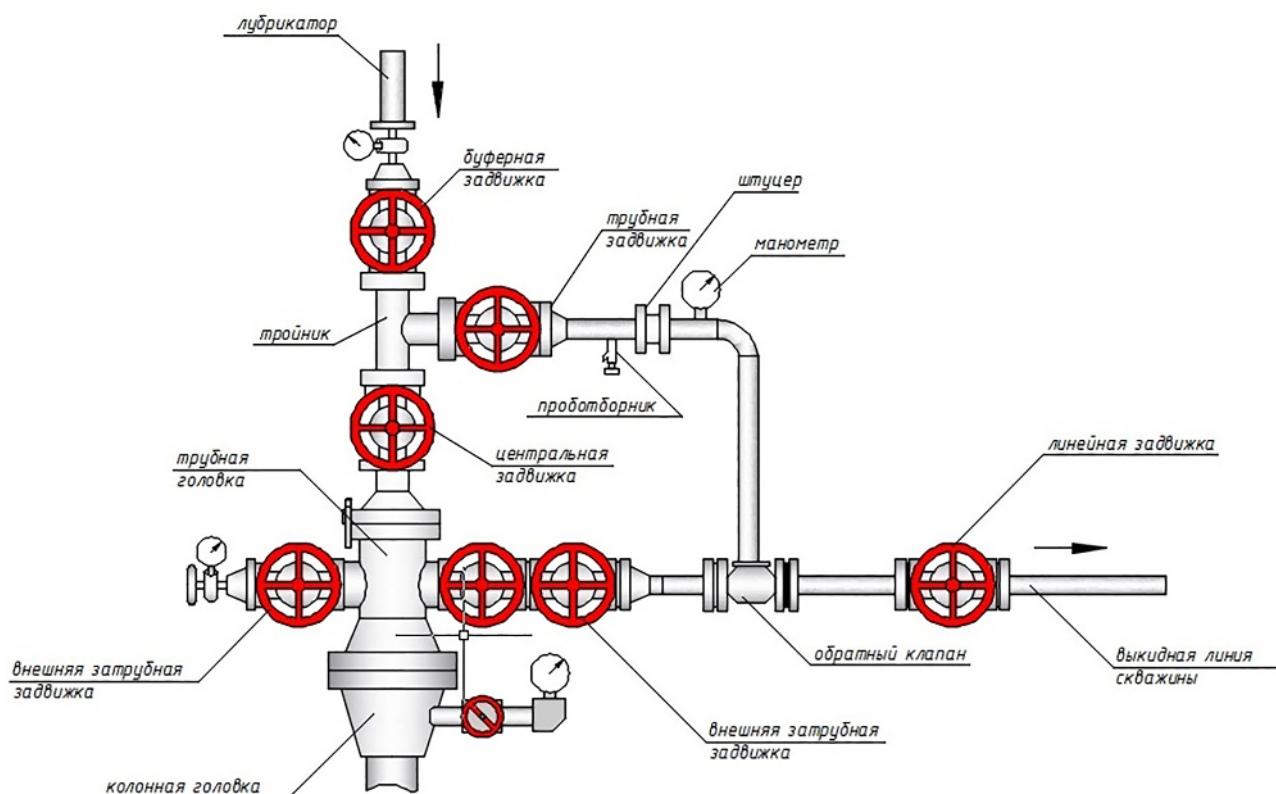


Рис. 47. Фонтанная арматура для скважины [alldrawings.ru]

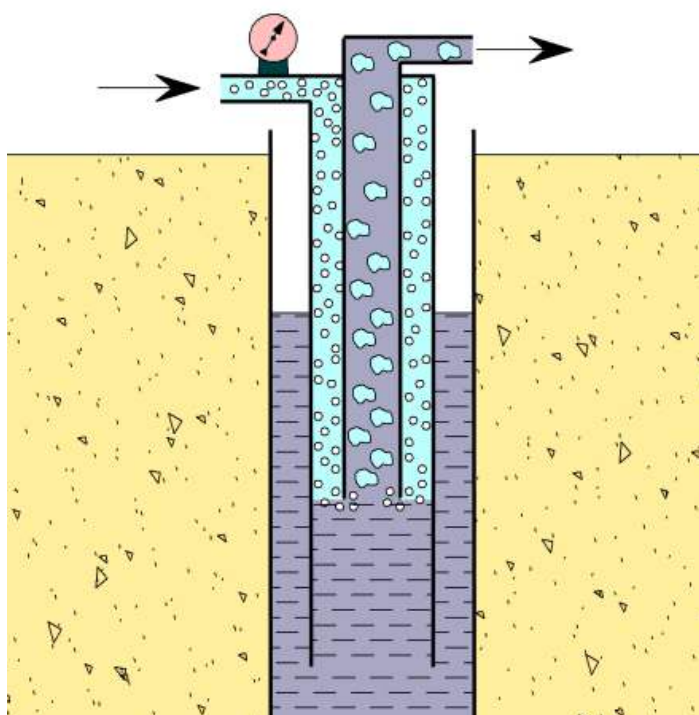


Рис. 48. Газлифтный способ добычи нефти
[asuneft.ru]

дается природный газ, способ эксплуатации называется газлифтом, если воздух — эрлифтом. После вытеснения жидкости из кольцевого пространства газ в виде пузырьков начинает поступать в центральную колонну подъемных труб и двигаться по ней вверх. При этом уровень жидкости поднимается вверх по двум причинам: удельный вес полученной газожидкостной смеси уменьшается; движущиеся вверх и расширяющиеся пузырьки газа увлекают за собой жидкость. Изменяя глубину спуска труб, давление подаваемого газа и его расход, можно обеспечить подъем пластовой жидкости пузырьками газа на поверхность. Газ может подаваться не только по кольцевому пространству, но и по центральной трубе. В этом случае газожидкостная смесь

будет подниматься между обсадными и подъемными трубами.

Для пуска газлифтной скважины необходимо создать давление газа, обеспечивающее снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве до башмака подъемной колонны. Это давление (пусковое) значительно превышает то, которое необходимо для установившегося режима работы газлифта. Сначала для пуска такой скважины использовали специальные пусковые компрессоры высокого давления, соединенные с ней трубопроводами. Сейчас применяют пусковые клапаны, устанавливаемые на колонне подъемных труб для ступенчатого аэрирования столба жидкости. Часто скважину перед пуском в эксплуатацию фонтанным способом оснащают газлифтным оборудованием, а вместо пусковых клапанов устанавливают их макеты — детали, имеющие размеры клапанов и герметизирующие отверстия, соединяющие внутреннюю и наружные полости подъемных труб. После истощения энергии пласта и прекращения фонтанирования макеты заменяют клапанами, а скважину переводят на газлифтную работу. Если растворенный в нефти газ создает давление, выталкивающее нефть к устью, такая система называется бескомпрессорным газлифтом. Данный вид эксплуатации отвечает принципу открытой бутылки с газировкой. Он отличается от предыдущего тем, что в нефтяной пласт подают газ с соседнего месторождения, уже находящийся под высоким давлением.

Устьевая арматура газлифтных скважин та же, что и у фонтанных, но дополнительно подводится труба для подачи газа в ствол. Дебит регулируется изменением его объема. Основные преимущества данного способа: умеренная себестоимость; извле-

чение нефти с разных глубин; разработка залежей даже при искривлении скважин; возможность вести добычу в перегретых пластах; дистанционное управление; полный контроль над процессом; надежность оборудования, простота его обслуживания; работа на нескольких пластах одновременно; возможность эксплуатации высокодебитных скважин. Недостатки метода: низкий КПД (особенно обводненной продукции), составляющий иногда несколько процентов; обычно высокие удельные затраты энергии на подъем единицы продукции. В связи с этим его использование рентабельно только при извлечении легкого сырья с достаточным содержанием газа, в противном случае удорожание требуемого оборудования резко снижает прибыль. Несмотря на то, что данный способ прост в обслуживании и очень удобен для подъема на поверхность больших объемов жидкости, он редко применяется на практике: требуются большие затраты на строительство компрессорных станций и высоконапорных газопроводов, поэтому им в России добывается не более 5 % нефти [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013; Бухаленко, 2016].

К механизированным способам извлечения нефти из пластов относится использование насосов: штанговых и бесштанговых (чаще первых). Применение **штанговых насосов** — наиболее распространенный способ добычи нефти мире. Несмотря на металлоемкость наземного сооружения (станок-качалка), в целом штанговая насосная установка проста (штанга — стержень круглого сечения диаметром 16, 19, 22, 25 мм, длиной 8000 мм). При подгонке плунжера в цилиндре перед ее запуском берут укороченные штанги длиной 1000, 1200, 1500, 2000, 3000 мм. Для большей надежности иногда используют телескопическую колонну, т. е. от устья ее комплектуют штангами большего диаметра, а к забою их размер уменьшается. Иногда применяют полые штанги диаметром 42 мм.

Принцип работы штангового насоса довольно прост. Возвратно-поступательные движения плунжеру насоса передаются от станка-качалки через колонну насосных штанг (рис. 49). При подъеме плунжера вверх открывается всасывающий клапан, и нефть из ствола заполняет цилиндр насоса.

При опускании плунжера закрывается всасывающий клапан и открывается нагнетательный. Нефть из цилиндра перетекает в колонну НКТ и далее через устьевую арматуру в нефтепровод. Штанговыми насосами можно добывать нефть с глубин > 3000 м, с дебитами от 3 до 120 м³. Одной из основных причин остановки скважин, оборудованных такими насосами, является обрыв или отвинчивание штанг.

Штанговые насосы по конструкции и способу установки делятся на две группы: вставные и невставные (трубные). Цилиндр трубного спускается в скважину с помощью НКТ, а плунжер в сборе с нагнетательным и всасывающим клапанами — на штангах. Трубные насосы применяются чаще всего на скважинах с большими дебитами и малой подвеской. Недостатком их является то, что при ремонте требуется подъем НКТ. Вставные насосы спускаются в скважины в собранном виде на штангах. Замковая опора, с помощью которой крепится насос, спускается на НКТ отдельно. Поскольку вставной насос спускается внутри НКТ, диаметр цилиндра и, соответственно, плунжера ограничивается внутренним диаметром труб. Вставные насосы применяют на скважинах с более глубокой подвеской и малыми дебитами. Замковая опора, постоянно закрепленная на послед-

ней трубе НКТ, позволяет менять вставные насосы без подъема НКТ [Муравьев, 1977; Дашевский, Камарганов, Зейгман, Шамаев, 2002; Бухаленко, 2016].

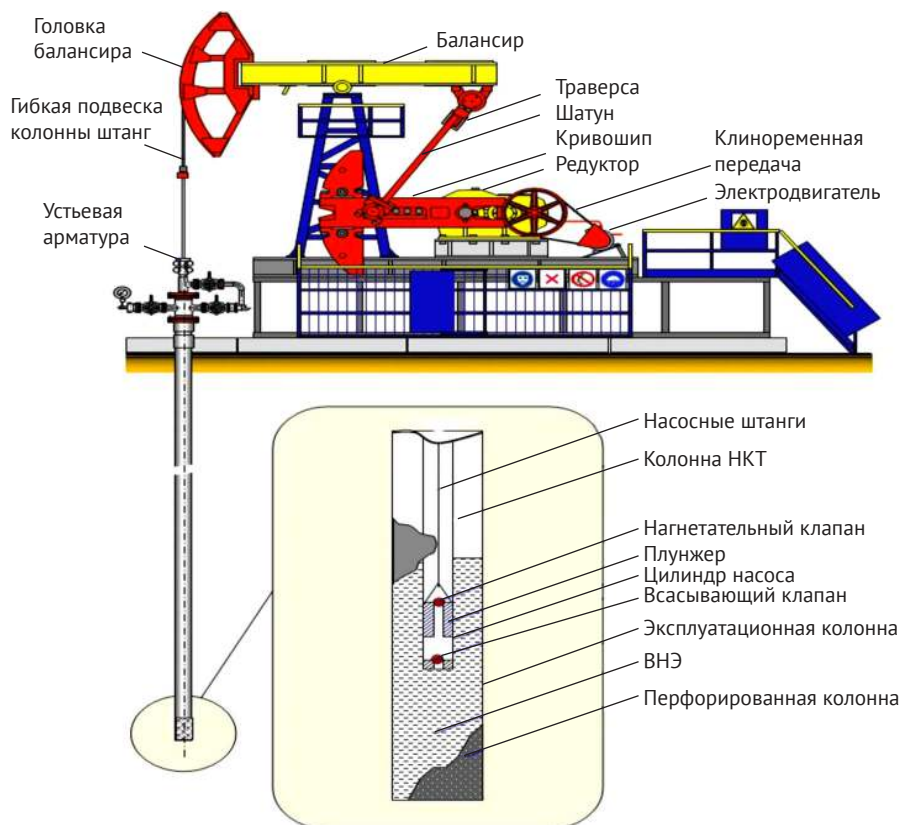


Рис. 49. Добыча нефти штанговыми глубинными насосами [snkoil.com]

Погружной электроцентробежный насос — модульная многоступенчатая секционная конструкция вертикального исполнения (рис. 50). Каждая ступень состоит из направляющего аппарата и рабочего колеса, насаженного на общий вал всех ступеней секции. Погружной насос по принципу действия не отличается от обычного центробежного. Многочисленные колеса, насаженные на вал, представляют собой ротор, а направляющие аппараты — статор. Через приемный фильтр пластовая жидкость прибывает на вход первого рабочего колеса. Накапливая энергию, поток проходит все ступени насоса, поступает в НКТ и через устьевую арматуру в нефтепровод. Основные преимущества насоса: высокая производительность; длительное время эксплуатации; работа в наклонных скважинах; простота в обслуживании.

При работе с тяжелой нефтью используются винтовые насосы, которые характеризуются высокой надежностью и эффективностью, а также могут качать с глубин до 3000 м. Наземное оборудование установки состоит из устьевой арматуры, автотрансформатора и станции управления. Многосекционный центробежный насос имеет от 80 до 400 секций. Вместе с маслonaполненным двигателем и гидрозащитой он опускается в ствол. Монтаж и проверка погружного электронасоса ведется на устье скважины пе-

ред его спуском. Питание к нему подается по бронированному герметичному кабелю. Длина подземной части установки достигает 30 м и более.



Рис. 50. Погружной электроцентробежный насос [present5.com]

Применение погружных электроцентробежных насосов имеет как преимущества, так и недостатки. Так, рассмотренные выше штанговые насосы не рекомендуются использовать в высокодебитных скважинах, так как требуется громоздкое наземное оборудование, высока вероятность обрыва штанг, особенно в наклонных и горизонтальных скважинах. Станок-качалка требует специального обслуживания. У скважин с электроцентробежными насосами этих недостатков нет, но существуют другие. Например, сложна подача электроэнергии к двигателю насоса с помощью кабеля на большую глубину. Пространство между НКТ и эксплуатационной колонной сравнительно небольшое, что ограничивает сечение кабеля. Нежелательны частые остановки и пуски насоса.

Несмотря на отмеченные недостатки, больше половины нефти в мире извлекается электроцентробежными насосами. Они способны обеспечить добычу жидкости из скважин до 2000 м³/сут и создать напор до 3000 м водяного столба. Насосный агрегат в собранном виде спускается в скважину с помощью специального подъемника и НКТ. Нефть из пласта через перфорационные отверстия поступает в эксплуатационную колонну до статического уровня. Поскольку электроцентробежный насос спускается ниже расчетного динамического уровня, то нефть при его работе протекает около двигателя, протектора, после чего через специальную сетку попадает в насос и охлаждает двигатель [Муравьев, 1977; Бухаленко, 2016].

6.2. Традиционные (вторичные) способы разработки нефтяных залежей

У первичных методов КИН не более 20–30 %. Поэтому наступает период в разработке объекта, когда природные режимы не способны поддерживать проектный уровень добычи нефти. В таких случаях применяют принудительные (вторичные) способы вытеснения ее из пласта, которые принято считать традиционными. Если первичные методы основаны на естественной энергии коллектора, то вторичные направлены на поддержание внутрипластовой энергии. Для этого в разрабатываемые пласты через нагнетательные скважины закачивают различные агенты (вода, попутный нефтяной или природный газ), способные вытеснить оставшуюся в них нефть. Таким образом, решаются сразу две задачи: дебиты скважин остаются на прежнем уровне; вытеснение нефти к добывающим скважинам происходит с повышением КИН.

Закачка воды в разрабатываемый объект (заводнение) используется чаще, чем закачка газа. Технология эксплуатации нефтяных месторождений с помощью заводнения в настоящее время является стандартной и широко распространенной технологией с различными вариантами (рис. 51). В коллекторы обычно закачивается соленая вода из глубоких водонасыщенных пластов, для чего бурятся специальные заборные скважины. Нагнетание воды значительно повышает обводненность поднимаемой нефти, иногда до 95 %, что, с одной стороны, способствует нефтеотдаче, а с другой — требует значительных усилий для их разделения. Закачка природного газа (или попутного нефтяного) чередуется с подачей воды, благодаря чему они смешиваются с пластовой

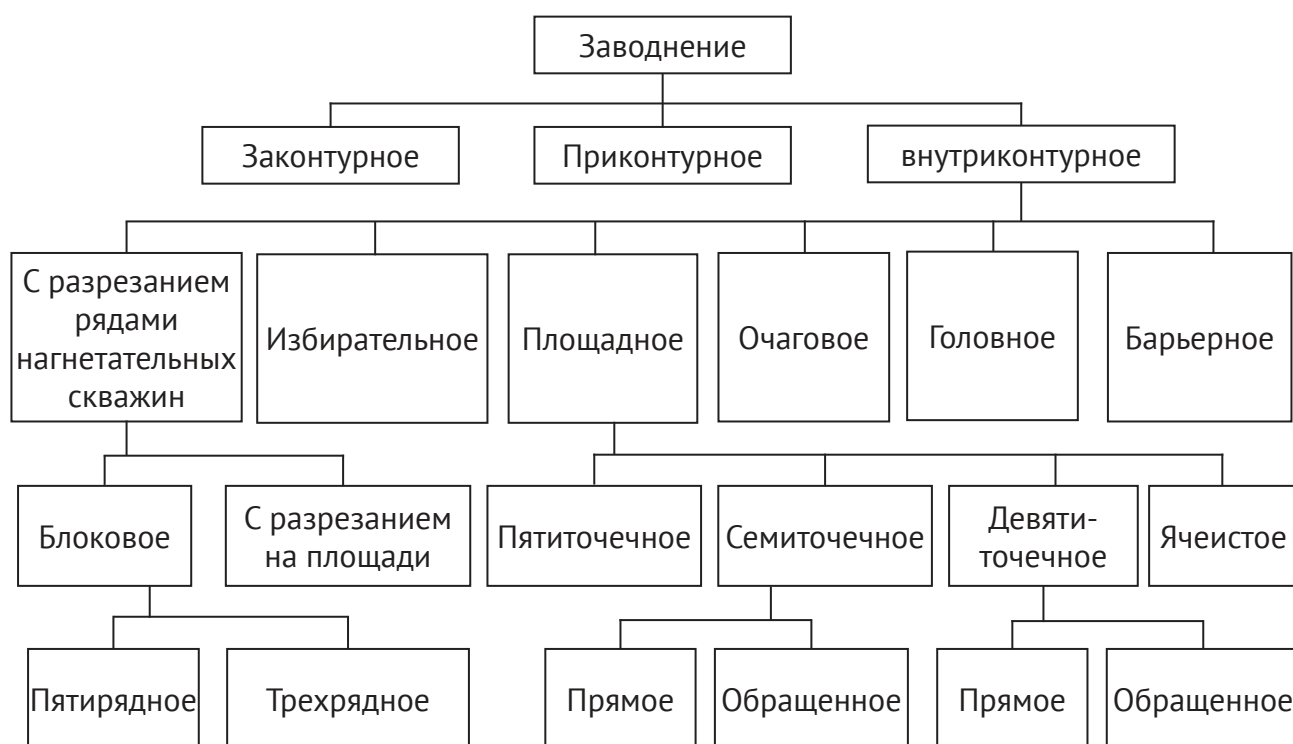


Рис. 51. Способы заводнения нефтяных скважин [studfile.net]

нефтью, способствуя повышению нефтеотдачи. Применение искусственных методов воздействия на пласт позволяет: восполнить пластовую энергию, расходуемую при разработке залежей; значительно сократить сроки эксплуатации объектов за счет более интенсивных темпов отбора нефти; повысить степень использования ее геологических запасов в недрах. Вторичные методы можно разделить на три группы в зависимости от их свойств: повышающие коэффициент вытеснения нефти водой; увеличивающие охват пласта заводнением; повышающие оба показателя, а следовательно, и КИН в целом. Эти методы дают возможность добыть 30–50 % имеющейся в залежах нефти [Муравьев, 1977; Сургучев, 1985; Титов, 2017].

6.2.1. Вытеснение нефти пластовыми водами

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) делятся на несколько категорий, но все они сводятся к двум основным задачам: качественному вытеснению нефти из пласта и увеличению дренируемой зоны без бурения дополнительных скважин. Самым простым способом считается закачка в пласт воды, которая дает наибольший эффект для скоплений маловязкой нефти, приуроченных к пластам с умеренной неоднородностью и повышенной проницаемостью. Для объектов с ухудшенной геолого-промысловой характеристикой (повышенная вязкость нефти, пониженная проницаемость коллекторов) заводнением также повышается КИН почти в 2 раза по сравнению с разработкой на природном режиме. В связи с большим диапазоном показателей геолого-физической характеристики залежей конечный КИН при заводнении широко варьирует (0,3–0,6). Из-за разных вязкостей и поверхностного натяжения воды и нефти, а также неравномерного строения коллектора, разной величины пор вода может на отдельных участках пласта двигаться быстрее, чем нефть. В итоге часть последней так и остается в порах (рис. 52). Для того чтобы вытеснение нефти происходило более эффективно, в качестве вытесняющего агента применяют не воду, а различные растворы. Так, например, растворы ПАВ уменьшают «цепляемость» нефти к породе, способствуя более легкому вымыванию ее из пор. Также они снижают поверхностное натяжение на границе «нефть — вода», вызывая образование водонефтяной эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой в пласте необходимы меньшие перепады давления [Муравьев, 1977; Титов, 2017].

Напор краевых вод применяют для разработки залежей пластового типа с природным водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. Эта система предусматривает разбуривание объекта добывающими скважинами с расположением их преимущественно в нефтяной части объекта замкнутыми (кольцевыми) рядами, параллельными внутреннему контуру нефтеносности. По возможности соблюдается шахматный порядок их размещения. Для продления безводного периода эксплуатации расстояния между рядами скважин устанавливаются несколько большими, чем между ними в рядах. С этой же целью во внешнем ряду нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют, а во внутренних простреливают по всей его мощности. Рассмотренные размещения скважин и их перфорация наилучшим образом соот-

ветствуют процессу внедрения в залежь краевых вод, восполняющих отбор жидкости из нее. Из водонефтяной зоны нефть вытесняется водой к скважинам. При разработке происходит «стягивание» контуров нефтеносности, размеры залежи уменьшаются. Соответственно, постепенно обводняются и выводятся из работы скважины внешнего кольцевого ряда, затем, через определенные этапы, — последующих рядов [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Булатов, 2009].

Напор подошвенных вод применяют для нефтяных залежей массивного типа (на всей или значительной их площади подстилаются водой), которые обладают водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. При разработке таких объектов вытеснение нефти водой сопровождается подъемом ВНК, т. е. последовательно обводняются интервалы, расположенные примерно на одних гипсометрических отметках, размеры залежи уменьшаются. Размещение скважин на площади и перфорация продуктивного горизонта зависят от высоты и других параметров залежи. При ее высоте в несколько десятков метров скважины располагают равномерно и пласт в них перфорируют от кровли до некоторой условно принятой границы, отстоящей от ВНК на несколько метров. При высоте залежи 200–300 м и более (массивные в карбонатных коллекто-

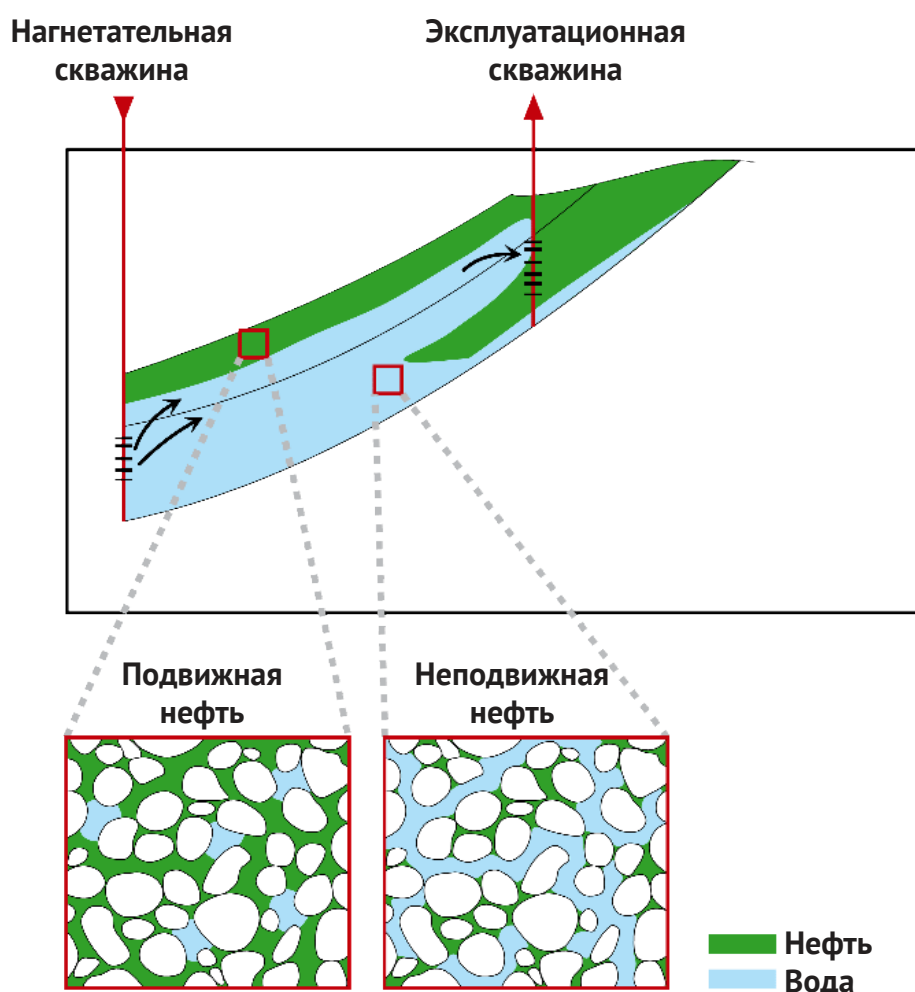


Рис. 52. Вытеснение нефти водой из порового пространства [ppt-online.org]

рах) желательно располагать скважины по сетке, сгущающейся к центру, выдерживая принцип равенства запасов нефти, приходящихся на одну скважину. При этом подход к вскрытию продуктивной части разреза 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 нефтенасыщенной мощности, поскольку в таких условиях нефть из нижней ее части может быть вытеснена к вскрытым интервалам. При низкой вязкости нефти и неоднородном строении коллекторов или при повышенной вязкости может быть применено последовательное вскрытие нефтенасыщенной мощности [Токарев, 1990].

Совместное использование напора пластовых вод и газовой шапки предусматривает применение смешанного режима залежи и вытеснение нефти контурной водой и газом газовой шапки (скопление газа над нефтью). Наличие свободного газа в нефтяной залежи свидетельствует о том, что давление в ней равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре, т. е. нефть полностью насыщена газом. Если $P_{пл.}$ выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти, и газовая шапка не образуется. Параметры ее определяются отдельно в ходе разведки объекта. При этой системе скважины располагают по равномерной сетке и перфорируют в них лишь часть нефтенасыщенной мощности со значительным отступлением от контактов. Поскольку вода обладает лучшей отмывающей способностью по сравнению с газом, систему желательно применять для залежей с небольшими газовыми шапками. При значительном объеме нефтяной зоны по сравнению с газовой более эффективное действие напора вод и уменьшение влияния газовой шапки проявляются: при больших углах падения пластов и значительной высоте нефтяной части залежи; высоком $P_{пл.}$; повышенных значениях проницаемости и гидропроводности коллекторов. В этих условиях разработка залежи усложняется образованием конусов газа и воды. Это необходимо учитывать при обосновании интервалов перфорации и дебитов скважин [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Применение напора пластовых вод при неподвижном ГНК обеспечивает отбор нефти из нефтегазовой залежи (со смешанным природным режимом) только за счет внедрения пластовых вод при неизменном объеме газовой шапки. Стабилизация ГНК в его начальном положении обеспечивается регулированием давления в газовой шапке посредством отбора из нее через специальные скважины определенных объемов газа, соответствующих темпам снижения давления в нефтяной части залежи. При такой системе разработки интервал перфорации в скважинах может быть расположен несколько ближе к ГНК по сравнению с его положением при совместном использовании напора воды и газа. Однако и здесь при выборе места перфорации следует учитывать возможность образования конусов газа и воды и необходимость продления безводной эксплуатации скважин в условиях подъема ВНК. Система разработки с нейтрализацией действия энергии газовой шапки успешно применяется: при большой высоте нефтяной части залежи; низкой вязкости нефти; высокой проницаемости пласта; наличии в разрезе пласта непроницаемых прослоев [Рузин, Морозюк, 2014].

На выбор системы разработки, ее эффективность и перспективы нефтеизвлечения оказывают влияние: строение резервуаров; их неоднородность и расчлененность; усло-

вия залегания пород; режим объектов; тип цемента и т. д. С учетом этого геолого-физические условия залежей подразделяют на благоприятные и неблагоприятные для извлечения нефти с применением традиционных методов заводнения. Соответственно все разведанные запасы делятся на сравнительно легкоизвлекаемые (активные) и трудноизвлекаемые. К активным относят те, при разработке которых традиционными методами вытеснения нефти водой обеспечиваются высокие темпы отбора и проектный КИН $> 0,4-0,5$. Это обычно залежи маловязких нефтей (до 10 мПа·с) в высокопродуктивных коллекторах. Трудноизвлекаемыми являются запасы, для которых при традиционных методах вытеснения характерны низкие темпы отбора и проектный КИН не более 0,2–0,3. Эта группа включает запасы всех залежей нефти: с повышенной и высокой вязкостью; маловязких нефтей в слабопроницаемых коллекторах, водонефтяных зонах с малой нефтенасыщенной толщиной (< 3 м) и незначительной долей ее в пласте; в нетрадиционных коллекторах.

6.2.2. Искусственное заводнение нефтяных пластов в разных геологических условиях

По мере эксплуатации залежи пластовое давление в ней постепенно снижается и падает нефтеотдача. В связи с этим разработаны методы, с помощью которых возможно какое-то время поддерживать энергию продуктивного пласта и сохранять коэффициент нефтеизвлечения. К ним относятся различные варианты заводнения нефтенасыщенного пласта. Эти вторичные методы добычи нефти применяются на 3–4-й стадиях разработки объектов и являются наиболее экономичными для повышения нефтеотдачи. Впервые закачка воды в пласт была применена в конце XIX в. на промыслах Пенсильвании (США), несколько позднее в СССР (Казахстан, Азербайджан, Краснодарский край) и в других странах. Особое значение приобрели исследования по научному обоснованию методов поддержания пластового давления (ППД) в связи с разработкой Туймазинского нефтяного месторождения в Башкирии (1946 г.). Успешное проведение законтурного заводнения на этом объекте в промышленных масштабах способствовало внедрению метода и в других нефтегазоносных районах страны. Вследствие доступности воды, относительной простоты закачки и высокой эффективности вытеснения нефти водой заводнение стало основным способом воздействия на пласты при разработке нефтяных объектов.

При заводнении нефтяных пластов в качестве рабочего агента используются воды как поверхностных водоемов (моря, озера, реки), так и глубинных водоносных горизонтов, а также пластовые воды, извлекаемые из недр вместе с нефтью. Закачивать в пласт воду следует по возможности чистую, без больших количеств механических примесей и соединений железа. Она не должна: содержать сероводород и угольную кислоту, вызывающие коррозию оборудования, органические примеси (бактерии и водоросли); вступать с пластовой водой в химическое взаимодействие, сопровождающееся выпадением осадков с закупоркой пор пласта. Установлено, что подрусловые воды рек, артезианских скважин и глубоких водоносных горизонтов обычно удовлетворяют этим

требованиям и их можно нагнетать в пласт без предварительной обработки. Однако нередко вода требует специальной подготовки, которая производится на водоочистных установках. На них выполняются следующие операции: коагуляция — укрупнение мельчайших взвешенных в воде частиц с образованием осаждающихся хлопьев (коагулянт обычно глинозем); фильтрация — очистка воды от взвешенных частиц после коагуляции, обычно в песчаных фильтрах; удаление из воды закисей или окисей железа, которые могут в пласте выпадать в осадок; смягчение — подщелачивание гашеной известью для доведения водородных ионов рН до 7–8 (при такой их концентрации коагуляция идет наиболее интенсивно); хлорирование — ликвидация имеющихся в воде микроорганизмов, бактерий; добавление небольших количеств гексаметафосфата натрия для придания воде постоянства по химическому составу, особенно важно обогащение ее железом, так как она закачивается в пласт по стальным трубам.

Схемы водоснабжения для заводнения пластов в зависимости от местных условий могут быть различными, но любая из них с использованием поверхностных водоемов состоит из следующих основных элементов: водозаборных сооружений, предназначенных для взятия воды из источников и подачи ее насосами в водопроводную сеть или на водоочистную установку; водоочистой установки (при необходимости); сети магистральных и разводящих водоводов; кустовых насосных станций для подачи воды в водопроводную сеть и закачки ее в нагнетательные скважины.

Выбор вида заводнения определяется: типом, размерами залежи и ее водонефтяной зоны; вязкостью пластовой нефти; типом коллектора и его проницаемостью; степенью неоднородности пластов; строением залежи в зоне ВНК; наличием дизъюнктивных нарушений и др. Ниже приводится краткая характеристика различных видов заводнения и геологические условия, при которых они эффективны. В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи различают: законтурное, приконтурное, внутриконтурное и смешанное заводнение [Муравьев, 1977; Сургучев, 1985; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Законтурное заводнение. Слабое продвижение контурных вод при разработке, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, вынуждает с целью поддержания $P_{пл.}$ принудительно закачивать воду с поверхности через нагнетательные скважины в законтурную часть — за пределы нефтеносной зоны (рис. 53). Это способствует быстрому восполнению природных энергетических ресурсов, расходуемых на перемещение нефти к забоям. Для приближения нагнетательных скважин к месту отбора их следует располагать ближе к внешнему контуру нефтеносности. Механизм вытеснения нефти из пласта водой при этом примерно тот же, что и при природном водонапорном режиме. Метод применим для разработки нефтяных и газонефтяных объектов. Он достаточно эффективен: при небольшой ширине залежей (до 5–6 км); относительно маловязкой пластовой нефти (до 2–3 мПа·с); высокой проницаемости коллектора (0,4–0,5 мкм² и более); сравнительно однородном строении пласта; хорошей сообщаемости залежи с законтурной частью. Наиболее благоприятные объекты для такого заводнения — пласты однородных песчаников с хорошей проницаемостью, не осложненные нарушениями и содержащие маловязкую нефть. Более широко законтурное заводнение опробова-

но на залежах пластового типа, но получены положительные результаты и на массивных, в том числе и в карбонатных коллекторах. Применение такого заводнения в перечисленных благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокой нефтеотдачи (до 60 % и выше) при расположении добывающих скважин в основном во внутреннем контуре нефтеносности. При этом нефть из водонефтяной зоны может быть вытеснена к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой.

Таким способом без существенного увеличения потерь нефти в пласте сокращаются количество скважин для разработки объекта и объемы попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды. Для нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение может быть применено как в сочетании с энергией свободного газа, так и при обеспечении неподвижности ГНК путем регулируемого отбора газа из его шапки. При этом виде заводнения на одну нагнетательную скважину обычно приходится 4–5 добывающих. Однако законтурное заводнение применяется мало, поскольку залежи с указанной характеристикой встречаются редко. Данный метод имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Преимуществом является то, что закачиваемая пресная вода

не контактирует с нефтью, которая выдавливается оторочкой, созданной пластовой водой. С другой стороны, при законтурном заводнении значительная доля закачиваемой воды уходит за пределы нефтеносного пласта. Такое заводнение эффективно при высокой однородности залежей и хорошей гидродинамической связи законтурной части пласта с нефтеносной [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Чтобы исключить отмеченные недостатки, используют **приконтурное заводнение** (рис. 54). При этом нагнетательные скважины бурят в водонефтяной части, т. е. пресная вода контактирует с нефтью, окисляя ее и увеличивая вязкость. Этот тип заводнения применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной частью. Значительная ширина водонефтяных зон обычно характерна для залежей на платформах. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта может быть обуслов-

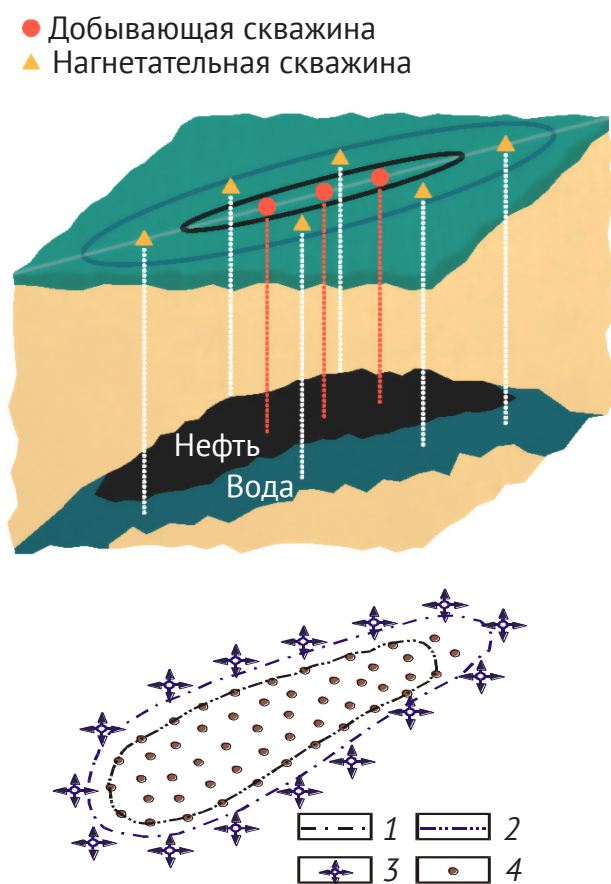


Рис. 53. Законтурное заводнение нефтяного пласта. Контуры нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний. Скважины: 3 – нагнетательные; 4 – добывающие [gazprom-neft.ru, studfile.net]

лена ухудшением проницаемости вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Его присутствие обычно наблюдается в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др. По расположению, соотношению числа добывающих и нагнетательных скважин, подходу к разработке газонефтяных залежей, значениям достигаемой нефтеотдачи приконтурное заводнение приближается к законтурному [Нефтегазопромысловая геология..., 1983].

Внутриконтурное заводнение применяется при разработке крупных объектов с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки, вода подается непосредственно в нефтенасыщенную часть (рис. 55). Обычно после бурения скважин разрезающего ряда в них короткое время наблюдаются высокие дебиты. Это позволяет очистить ПЗП и снизить пластовое давление в ряду, т. е. создает благоприятные условия для скважин под закачку воды. Затем каждую вторую оставляют под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин. Это способствует

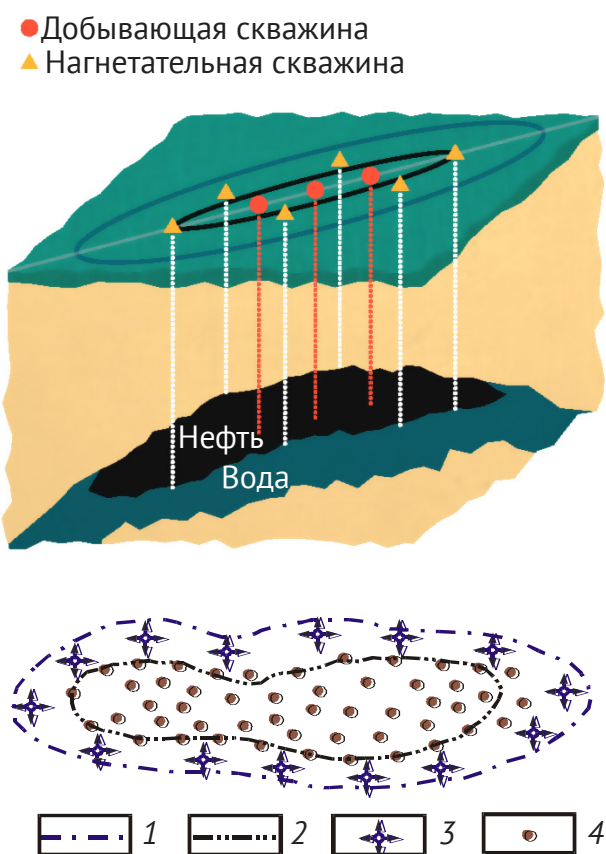


Рис. 54. Приконтурное заводнение нефтяного пласта. (Усл. обозн. см. на рис. 53.) [gazprom-neft.ru; studfile.net]

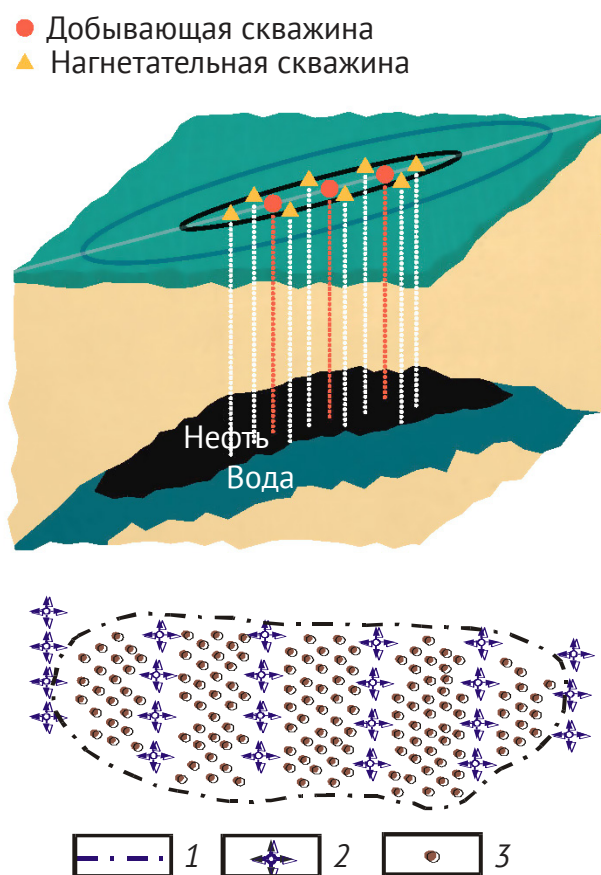


Рис. 55. Внутриконтурное (площадное) заводнение нефтяного пласта: 1 – контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины; 3 – добывающие скважины [gazprom-neft.ru; studfile.net]

перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды.

При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. При данном виде заводнения добывающие скважины располагают в рядах, параллельных разрезающим. Отбор нефти из добывающих и продолжающееся нагнетание воды в разрезающие скважины расширяют полосы воды, созданные вдоль ряда, и перемещают ее границы к добывающим рядам. Таким образом обеспечивается вытеснение нефти водой и перемещение ее к добывающим скважинам. Этот способ применяют на пластовых залежах с параметрами пластов и нефтей, характерными для законтурного заводнения, но с большой площадью нефтеносности, а также на залежах разных размеров при почти повсеместном залегании коллектора, но при малой его проницаемости, повышенной вязкости нефти или ухудшении условий фильтрации у ВНК. По характеру взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения: площадное, блоковое, сводовое (осевое, кольцевое, центральное), головное, избирательное (очаговое), барьерное, комбинированное [Муравьев, 1977; Сургучев, 1985; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды по всей нефтеносной части залежи. При равномерной сетке нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности. Разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике: количеству пластов в объекте, продуктивности разреза, характеру нефтеводонасыщения и т. д. Так, при большой площади нефтеносности многопластового объекта и в условиях общего для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов уменьшается от свода залежи к периферии. В этих условиях можно разрезать объект на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов. Большое преимущество системы с разрезанием объекта на площади — можно начинать разработку с наиболее продуктивных площадей и со значительными запасами.

Применение этой разновидности заводнения возможно при условии, что месторождение достаточно хорошо разведано и известно положение начальных внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем пластам. Между разрезающими рядами размещают обычно не более 5 рядов добывающих скважин. Это зависит от свойств породы и добываемой жидкости. Известны однорядные, трехрядные и пятирядные системы. В дальнейшем с целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования эксплуатации месторождений стали применять очаговое и избирательное заводнения, при которых нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных участках пластов.

Площадные системы обладают большей активностью, так как каждая добывающая скважина с начала разработки непосредственно контактирует с нагнетательными, тогда как при внутриконтурном разрезании в начале эксплуатации под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних (первых)

добывающих рядов. Кроме того, при площадном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих, чем при ранее рассмотренных системах.

Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т. е. разным соотношением количеств добывающих и нагнетательных скважин. Наиболее широко применяются 5-, 7- и 9-точечные системы разработки с равными расстояниями между всеми скважинами (рис. 56). В них каждая нагнетательная и окружающие ее добывающие скважины образуют систему. Они рекомендуются для однородных пластов, представленных терригенными или карбонатными поровыми коллекторами. Наиболее широко такие системы применяются при разработке малопродуктивных объектов с низкой проницаемостью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти или с сочетанием того и другого.

Прямые 7 и 9-точечные системы отличаются тем, что в них нагнетательные и добывающие скважины меняются местами (рис. 57). Такие системы, как и с разрезанием на узкие полосы, могут быть применены и для высокопродуктивных пластов с целью получения высоких дебитов нефти или продления фонтанного периода при трудностях в организации механизированной добычи. Они целесообразны в том случае, если срок разработки объекта ограничен какими-либо обстоятельствами, например возможностью использования морских сооружений на шельфе.

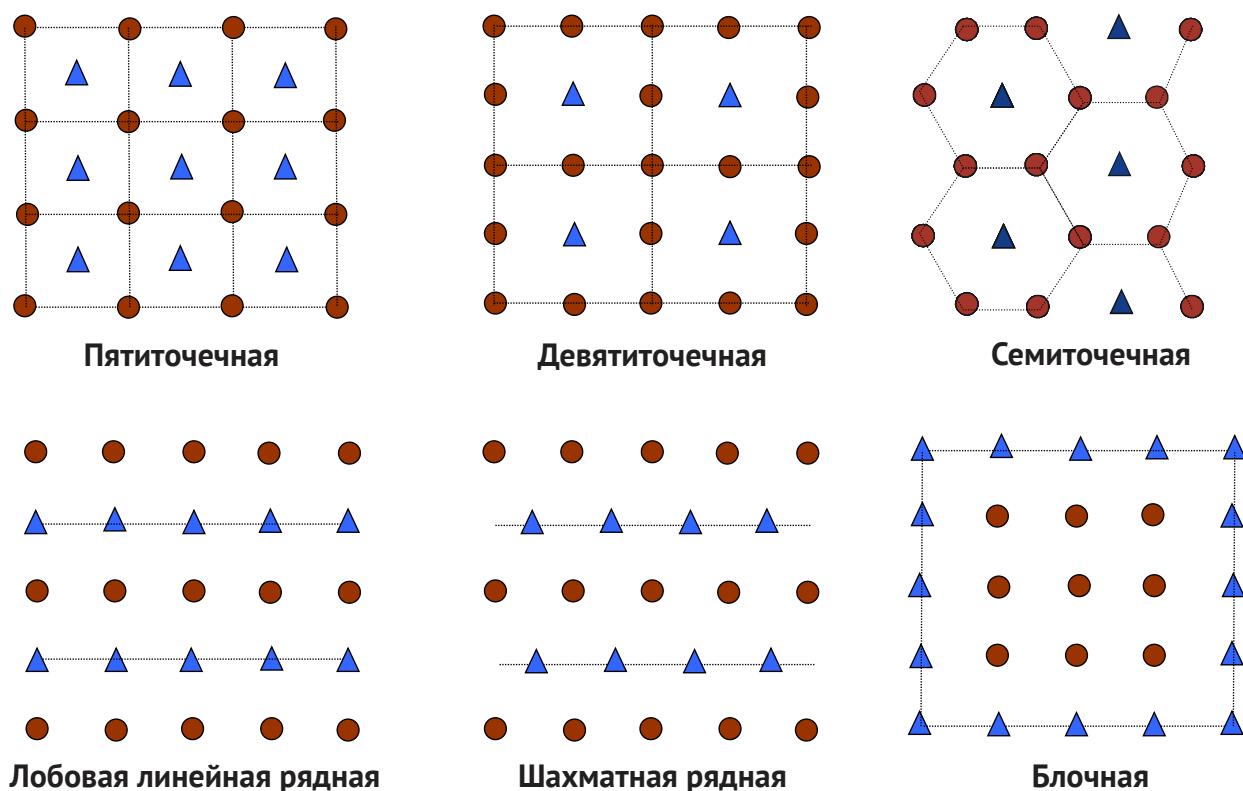
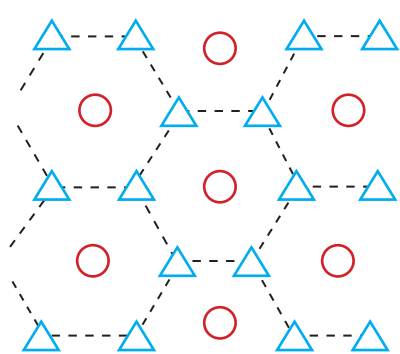
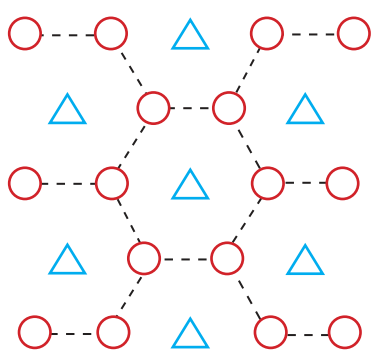


Рис. 56. Основные модели площадного заводнения [en.ppt-online.org]



Обычная



Обращенная

Рис. 57. Обычная и обращенная модели площадного семиточечного заводнения [m.vuzlit.ru]

Для высоковязких нефтей, приуроченных к трещинно-поровым карбонатным коллекторам, необходимо применять *ячеистую* систему заводнения — разновидность площадной. (рис. 58). При разработке таких залежей коллектор в добывающих скважинах ведет себя как поровый, а в нагнетательных, в связи с раскрытием трещин под влиянием высокого забойного давления, — как трещинно-поровый. Это обуславливает многократное превышение коэффициента приемистости нагнетательных скважин над коэффициентом продуктивности добывающих и, соответственно, высокую суточную приемистость первых при низких дебитах вторых. Применение в таких условиях обычных площадных систем с равными расстояниями между всеми скважинами и малой величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных дает низкий уровень добычи, несмотря на большой объем закачиваемой в пласт воды, намного превышающий объем отбираемой из него жидкости. Ячеистая система во многом устраняет эти недостатки и повышает эффективность разработки залежей, резко увеличивая соотношение добывающих и нагнетательных скважин (до 6 : 1 и более), а также расстояния между ними при малых отрезках между добывающими.

Площадному заводнению свойственны и некоторые недостатки. Оно практически не позволяет регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам путем перераспределения объемов закачиваемой

жидкости. Отсюда возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс осложняется: одновременным вводом новых добывающих скважин после начала закачки воды; продолжительными остановками отдельных скважин для подземного ремонта; отключением обводненных скважин; существенными различиями в их дебитах и др. Вследствие своеобразной конфигурации линий тока при площадном заводнении между скважинами могут формироваться застойные нефтяные зоны (целики). В связи с низкой продуктивностью залежей, при которой применяется площадное заводнение, и вследствие указанных особенностей разработки КИН обычно не более 0,45–0,50. Площадное заводнение в разных вариациях нашло применение на месторождениях Западной Сибири.

При **блоковом заводнении** нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис. 59). При «круговой» (рис. 60), особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — в крест преобладающей ориента-

ции зон большой мощности коллекторов (и обычно с повышенной пористостью и проницаемостью). В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основные запасы нефти, линиями разрезания и обеспечение большего влияния в них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды могут оказаться на участках пониженной проницаемости пласта, что создаст низкую приемистость многих нагнетательных скважин и отсутствие в высокопродуктивных зонах воздействия закачиваемой воды.

При проектировании систем разработки с применением блокового заводнения внимание уделяют обоснованию ширины блоков и количеству в них рядов добывающих скважин. Ширину выбирают от 4,0 до 1,5 км в соответствии со снижением гидропроводности пласта. Уменьшение ширины полос при прочих равных условиях повышает активность системы заводнения благодаря возрастанию перепада давления, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность залежи. Во избежание значительных потерь нефти в центральных частях блоков (на участках стягивания контуров нефтеносности) в их пределах располагают нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль «стягивающего». При повышенной ширине блоков (3,5–4,0 км) располагают пять рядов добывающих скважин, а при меньшей ширине (1,6–3,0 км) — три.

В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют 5- или 3-рядным. Сокращение числа добывающих рядов в сочетании с сужением блока также повышает активность системы за счет увеличения горизонтального градиента давления и уменьшения количества добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную. Однако могут быть и отступления от общих правил выбора структуры блоковых систем. Так, система с узкими блоками и 3-рядным размещением скважин может быть применена и на высокопродуктивном объекте при необходимости разработки высокими темпами

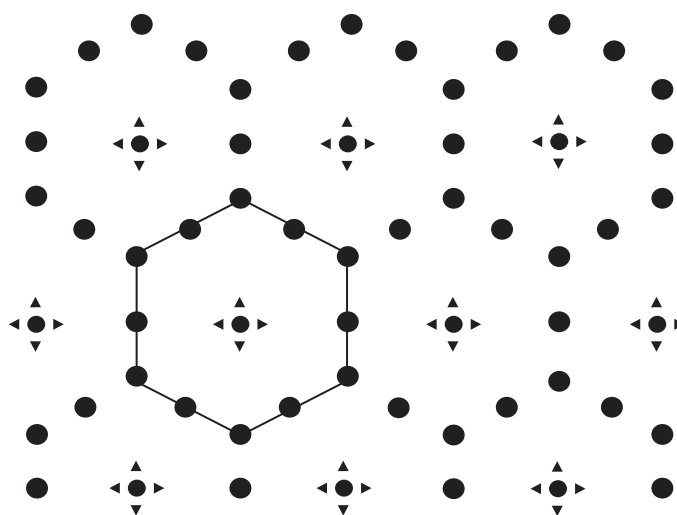


Рис. 58. Ячеистое заводнение

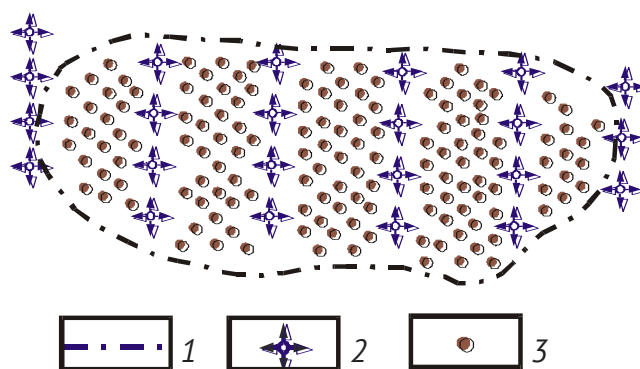


Рис. 59. Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением: 1 — контур нефтеносности; 2 — нагнетательные скважины; 3 — добывающие скважины [studfile.net]

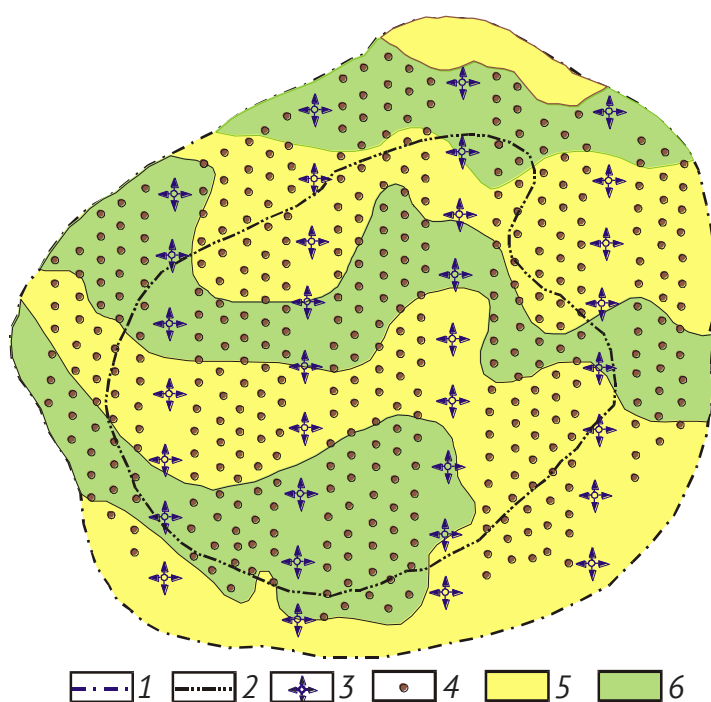


Рис. 60. Система разработки крупной «круговой» нефтяной залежи с блоковым заводнением. Контур нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний. Скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие. Зоны с толщиной и коллекторскими свойствами пласта: 5 — высокие; 6 — низкие [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

или с целью обеспечения длительного фонтанного способа добычи при сложности перевода объекта на механизированный.

Преимущество блокового заводнения заключается в том, что оно может быть реализовано, когда еще отсутствуют точные сведения о конфигурации контуров нефтеносности. Применение таких систем позволяет осваивать блоки в нужной последовательности, регулировать разработку с помощью перераспределения объемов закачки воды. Разрезание нефтяных залежей на блоки широко применяется практически во всех нефтедобывающих районах страны. Многие месторождения Западной Сибири (Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское, Первомайское, Игольское и др.), а также в Волго-Уральской провинции разрабатываются с помощью блокового заводнения.

При **сводном заводнении** вода нагнетается в скважины одного практически прямолинейного или кольцевого разрезающего ряда, расположенного в своде залежи. Такой способ применяют в пластах, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для разрезания. Сводное заводнение рационально для объектов с малой площадью нефтеносности. Показания для применения: низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на *центральную* часть залежи (рис. 61). При сводном заводнении особое внимание необходимо обращать на размеры водонефтяной зоны. Так, при *осевом разрезании* (рис. 62) в условиях большой ширины этой зоны нагнетательные скважины могут оказаться в чисто нефтяной части пласта, а многие добывающие — в водонефтяной. В такой ситуации лучше применять блоковое заводнение. При *кольцевом разрезании* (рис. 63) крупной залежи в ряде случаев бывает целесообразно рядом нагнетательных скважин отделить чисто водяную часть от водонефтяной. Разновидность сводного заводнения выбирают в зависимости от формы, размера залежи и водонефтяной зоны. В каждом из показанных на рис. 61–63 случаев в зависимости от геологических условий сводное заводнение может использоваться отдельно или в сочетании с законтурным (приконтурным). Сводное заводнение было приме-

нено в Западной Сибири для пласта Б5 Самотлорского месторождения (кольцевое), пластов группы Б Усть-Балыкского (осевое).

Головное заводнение (близко к сводовому) — нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях. Такое заводнение применяют при разработке нефтяных объектов геосинклинального типа (Азербайджан, Казахстан, Западная Украина и др.).

Избирательное заводнение предусматривает выбор положения нагнетательных скважин после разбуривания объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. Затем после некоторого периода эксплуатации под закачку воды выбирают скважины, положение которых позволяет эффективно влиять на всю залежь. В итоге нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в прерывистом залегании коллекторов, наличии 2–3 разновидностей их продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при дизъюнктивных нарушениях.

Очаговое заводнение по сути является избирательным, но используется как дополнение к другим видам (законтурному, приконтурному, разрезанию на блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы их) обычно создают на участках, слабо испытывающих влияние проектного заводнения.

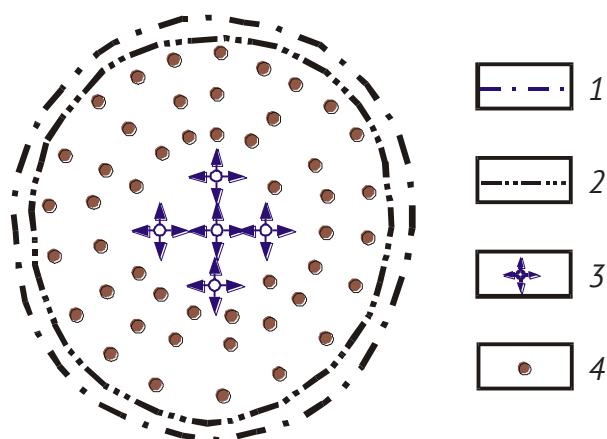


Рис. 61. Центральное заводнение (разновидность сводового). (Усл. обозн. см. на рис. 53.) [megaobuchalka.ru]

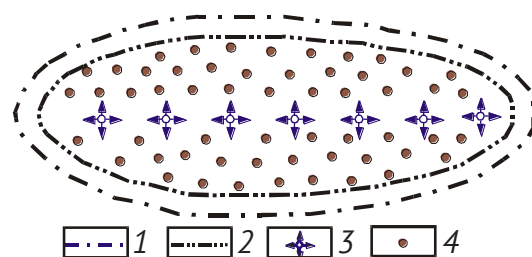


Рис. 62. Осевое разрезание (разновидность сводового заводнения). (Усл. обозн. см. на рис. 53.) [megaobuchalka.ru]

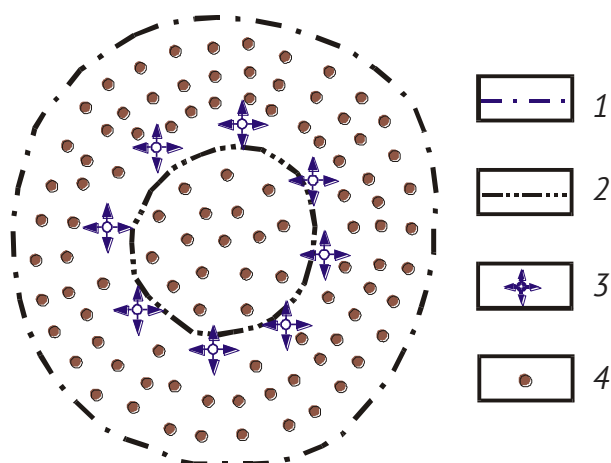


Рис. 63. Кольцевое разрезание (разновидность сводового заводнения). (Усл. обозн. см. на рис. 53.) [megaobuchalka.ru]

Под нагнетательные выбирают добывающие скважины, выполнившие основную свою задачу и расположенные уже на заводненном (выработанных) участках. При необходимости бурят дополнительные скважины. Избирательное и очаговое заводнения широко применяются для регулирования разработки нефтяных объектов с частичным изменением ранее существующей системы.

Барьерное заводнение используется при эксплуатации нефтегазовых или нефтегазоконденсатных пластовых залежей для изоляции газовой части от нефтяной, чтобы избежать прорыва газа. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в газонефтяной зоне, вблизи внутреннего контура газоносности. При нагнетании воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть от нефтяной. Такое заводнение позволяет одновременно отбирать нефть и газ без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных режимов. Барьерное заводнение может сочетаться с законтурным или приконтурным, а также с использованием напора пластовых вод. Наиболее эффективно его применение при однородном строении и небольших углах падения пластов. С помощью барьерного заводнения добывают нефть на Самотлорском и Лугинецком месторождениях Западной Сибири. Проектируют систему разработки объекта исходя из его геолого-промысловой характеристики. Для него может быть рекомендовано две, а иногда и три разновидности заводнения, например приконтурное вместе с осевым или поперечным разрезанием объекта на блоки и т. д.

Темпы разработки нефтяного объекта существенно зависят от величины градиента давления в пластах: $grad = DP/L$, где $DP = P_{пл. н} - P_{заб. д}$ — перепад давления между зонами нагнетания и отбора; $P_{пл. н}$ — пластовое давление на контуре нагнетания (при заводнении на линии нагнетания воды); $P_{заб. д}$ — забойное давление в добывающих скважинах; L — расстояние между зонами нагнетания и отбора. Увеличение градиента 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 желательно поддерживать на 10–20 % выше начального пластового. Это способствует как увеличению добычи нефти, так и более полному включению объема залежи в разработку. Необходимое $P_{пл. н}$ обеспечивается соответствующим давлением на устье нагнетательных скважин при закачке воды. Повышение $P_{пл. н}$ имеет геологические ограничения, так как следует учитывать последствия возможного гидроразрыва пласта. При внутриконтурном заводнении превышение давления нагнетания над давлением, при котором породы подвержены гидроразрыву, может привести к преждевременным прорывам нагнетаемой воды к добывающим скважинам по образующимся трещинам. В условиях законтурного заводнения при высоком давлении нагнетания значительная часть закачиваемой в пласт воды может теряться в связи с ее оттоком в водоносную область. Возрастает также вероятность перетока воды из разрабатываемого горизонта в соседние продуктивные или водоносные объекты с меньшим пластовым давлением. Снизить $P_{заб. д}$ можно путем перевода их на механизированный способ. В залежах с низкой продуктивностью для обеспечения

рентабельных уровней добычи нефти механизированную эксплуатацию следует применять с самого начала освоения. Высоко- и среднепродуктивные объекты могут длительное время (до появления значительной доли воды в нефти) разрабатываться преимущественно фонтанным способом.

При неоднородном по разрезу строении объекта снижение давления на забое добывающих скважин способствует увеличению нефтеотдачи пластов, так как при этом включаются в работу малопроницаемые прослои, уменьшается возможность их заклинивания попутной водой, скапливающейся в скважине вследствие малой скорости подъема жидкости. С экономической точки зрения увеличение перепада давления путем снижения забойного давления менее эффективно, чем повышение давления нагнетания, поскольку перевод скважин на механизированную эксплуатацию — процесс более капиталоемкий. Тем не менее он приносит значительную экономию. При определении допустимых минимальных значений $P_{\text{заб. д}}$ следует учитывать следующее. Снижение забойного давления ниже давления насыщения допустимо по разным залежам лишь на 15–25 % от его величины. При большем уменьшении забойного давления разгазирование нефти в пласте может привести к понижению нефтеотдачи из-за проявления режима растворенного газа. При слабой цементации коллектора и наличии обширных водонефтяных или подгазовых зон необходимо обосновывать предельное забойное давление, при котором не происходит значительного выноса песка или конусообразования. Необходимый перепад давления между областями нагнетания и отбора обосновывают отдельно по каждому объекту с учетом его геолого-промысловых характеристик. При низкой продуктивности залежей необходимо: создавать более высокие градиенты давления для обеспечения проектных уровней нефтедобычи; наиболее полно использовать геолого-технические возможности применения высокого давления нагнетания воды и эксплуатации добывающих скважин при низком забойном давлении.

Главной задачей при выборе варианта разработки нефтяной залежи является достижение максимального КИН с наименьшими затратами. Для эффективности заводнения рекомендуются следующие условия его применения.

1. Для рациональной разработки залежи необходимо поддерживать $P_{\text{пл}}$ выше давления насыщения в течение всей эксплуатации. Это обеспечивает однофазное состояние нефти в пласте, жесткий водонапорный режим, высокий КИН.

2. В очень крупной залежи необходимо активно поддерживать давление на всей ее площади. Это достигается, если разработка залежи одновременная, а не многоэтапная.

3. Система воздействия должна обеспечивать эксплуатацию любого участка залежи без прекращения разработки другого. Для крупной залежи это условие должно соблюдаться при внутриконтурном заводнении по блокам.

4. Разработка каждого участка должна планироваться исходя из использования имеющихся на нем скважин. Не следует рассчитывать, что залегающая на периферии нефть может быть полностью отобрана центральными скважинами.

5. С начала обводнения скважины не следует снижать темпы отбора из нее жидкости. Необходимо предусмотреть длительную и непрерывную работу скважин до полного их обводнения. Сильно обводнившиеся рекомендуются постепенно переводить на форсированный отбор жидкости.

6. Фронт обводнения не следует переносить после частичного обводнения крайних рядов скважин, это должно быть сделано после длительной форсированной эксплуатации обводненной зоны, которая обеспечивает наиболее полный отбор нефти.

7. Для выполнения приведенных шести условий при разработке крупной залежи шириной 6–8 км и более ее необходимо эксплуатировать с внутриконтурным заводнением. Для этого ее разрезают рядами нагнетательных скважин на самостоятельные блоки, каждый из которых разрабатывается независимо от других как самостоятельная залежь.

8. Величина отдельных блоков должна быть такой, чтобы расстояние между нагнетательными скважинами и наиболее удаленными эксплуатационными не превышало 1,5–2,0 км, т. е. ширина участка, который подвергается двустороннему заводнению, не должна быть > 4 км.

9. Разрезание залежи следует производить в сторону развития наиболее мощных коллекторов, а стягивание контуров нефтеносности — по направлению центральной части блока, характеризующейся обычно наименьшей мощностью и слабой проницаемостью коллекторов.

10. Наибольшие потери нефти наблюдаются в зоне встречи двух фронтов обводнения, которая характеризуется образованием застойных участков между эксплуатационными скважинами. При разрезании залежи на полосы потери нефти значительно больше, чем при разрезании ее на квадратные или округленные блоки.

11. Залежь удобнее разбуривать по равномерной сетке, а не батареями скважин. Обычно крупный объект при упруговодонапорном режиме начинают осваивать с применением только законтурного заводнения. На первом этапе одновременно с разбуриванием залежи по периферии закладывают скважины в центральной ее части по очень редкой сетке с расстояниями между ними 1,2–1,5 км. Сплошное планомерное эксплуатационное бурение в центре залежи начинается только после выяснения геологического строения коллекторов, что позволяет наметить разрезающие ряды нагнетательных скважин. Известно, что батарейное расположение скважин очень ограничивает рациональное размещение разрезающих рядов и эксплуатационных скважин. Поэтому наиболее рациональной является расстановка скважин по равномерной треугольной сетке по площади с учетом геологического строения коллекторов.

12. Наилучшим агентом при заводнении является соленая пластовая вода, которая из-за высокой вязкости полнее вымывает нефть из песчаников, а ее большая соленость не вызывает набухания глин и затухания фильтрации. Поэтому рационально пластовую воду очищать и закачивать обратно в пласт, а не загрязнять ею водоемы.

13. Темпы отбора жидкости должны быть такими, чтобы скорость фильтрации составляла ~ 15 м/год и не менее 7–8. Скорость фильтрации на каждом участке вычисляется путем деления всего объема добытой жидкости в год на поперечное сечение пласта, через которое должен профильтроваться весь объем жидкости.

14. Вытеснение следует производить из области маловязкой нефти по направлению к зонам с повышенной вязкостью, а также из высокопроницаемых коллекторов в сторону уменьшения проницаемости. Это осуществляется разрезанием залежи по более мощным участкам пласта и при осевом заводнении рифогенных залежей [Пермяков, Шевкунов, 1971; Сургучев, 1985].

Таким образом, рассмотренные системы поддержания пластового давления должны обеспечивать: объемы закачки воды в продуктивные пласты и величины давления ее нагнетания по скважинам участка и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами; подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям этих схем; возможность постоянных замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроля ее качества; герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод; возможность изменения режимов закачки жидкости в скважины, проведения гидроразрыва пласта и обработки его призабойной зоны с целью повышения приемистости. Необходимо помнить, что заводнение малоэффективно при вязкости нефти в пластовых условиях $> 30\text{--}40 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, так как при этом в пласте не создается устойчивого фронта вытеснения ее водой — последняя быстро перемещается по тонким наиболее проницаемым прослоям, оставляя невыработанным основной объем залежи. Заводнение не рекомендуется применять при низкой проницаемости пластов.

Кроме рассмотренных способов увеличения нефтеотдачи пластов для этих целей используют и другие **гидродинамические методы**: изменение направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение. Совместное их применение рассматривается как комбинированное нестационарное заводнение.

Изменение направления фильтрационных потоков. Технология метода заключается в том, что на объекте периодически меняется принцип закачки воды в нагнетательные скважины: на первом этапе одни работают, а другие нет. На втором закачка в эти скважины прекращается и переносится на другие. В результате происходит изменение направления фильтрационных потоков. Физическая сущность процесса состоит в следующем. При обычном заводнении вследствие разницы коэффициентов подвижности нефти и воды, неустойчивости процесса вытеснения, неоднородности коллекторских свойств в пласте образуются целики нефти, обойденные водой. При изменении фронта нагнетания создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые участки, вытесняя из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки воды вдоль фронта вытеснения необходимо распределять пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности). Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, применения очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва мощности насосных станций, наличия активной системы заводнения. Для его применения используются поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений. Метод позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. В отличие от циклического заводнения он не требует обязательной остановки добывающих или нагнетательных скважин [Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985; Титов, 2017].

Форсированный отбор жидкости заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин. Сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем увеличения депрессий уменьшением забойного давления на добывающих скважинах и повышением давления нагнетания. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, тупиковые и застойные зоны, низкопроницаемые пропластки. Условия применения метода: обводненность продукции $> 90\text{--}95\%$ (завершающая стадия разработки); высокая продуктивность скважин в начале эксплуатации; при снижении забойного давления коллектор устойчив (не разрушается), давление нагнетания не должно превышать предел прочности породы; обсадная колонна исправна, отсутствуют перетоки воды из других горизонтов; достаточная пропускная способность системы сбора и подготовки продукции. Перед его использованием необходимо изучить информацию об эксплуатации скважины: о дебитах жидкости и нефти, обводненности, забойных давлениях на добывающих и нагнетательных скважинах (следовательно, о коэффициентах продуктивности и приемистости), о составе солей в отбираемой воде, т. е. о доле посторонней воды. При форсированном отборе жидкости необходимо сравнить варианты разработки залежей с нефтью разной вязкости. Они отличаются динамикой увеличения отбора жидкости при постоянном рациональном максимальном забойном давлении нагнетательных скважин и оптимальном минимальном добывающих. Форсированный отбор осуществляется электронасосами с большей подачей, штанговыми насосами, работающими с полной нагрузкой. Для увеличения профилей притока и приемистости перед применением метода проводят работы по изменению профилей приемистости на нагнетательных скважинах и притока на добывающих. Рекомендуется проводить кислотные обработки, ремонтно-изоляционные работы по устранению перетоков жидкости из вышележащих пластов [Канагин, Ованесов, Шугрин, 1985].

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах с разными размерами пор, проницаемостью пропластков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), а также отбором нефти и нагнетанием воды через скважины искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из них в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения. В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах хаотично, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, т. е. при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных — ниже. При снижении давления в пласте, т. е. при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных — ниже.

Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

Основные критерии применения циклического заводнения: наличие слоисто-неоднородных по проницаемости или трещинно-поровых гидрофильных коллекторов; большая остаточная нефтенасыщенность низкопроницаемых пропластков; технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебания давления (расходов), которая может достигать 0,5–0,7 от среднего перепада давления между нагнетательными и добывающими скважинами. Слоистый коллектор состоит по крайней мере из двух пропластков: высокопроницаемого (ВП) и низкопроницаемого (НП), между которыми существует гидродинамическая связь. Цикл делится на два полуцикла. В первом при нагнетании вытесняющей жидкости происходит переток части воды из ВП в НП. Другая часть воды фильтруется по ВП к добывающей скважине, при этом происходит вытеснение нефти водой из ВП. Во втором полуцикле при снижении давления на нагнетательной скважине или прекращении закачки давление в высокопроницаемом прослое падает и становится ниже давления в НП. Поскольку нефть обладает большей сжимаемостью, чем вода, а также из-за гидрофильности коллектора вода удерживается в НП капиллярными силами, а нефть из НП перетекает в ВП. При первом полуцикле второго цикла снова начинает работать нагнетательная скважина, давление в пласте увеличивается, происходит вытеснение нефти, поступившей в ВП из НП к забоям добывающих скважин. В течение первого полуцикла в низкопроницаемой части пласта будет увеличиваться водонасыщенность и убывать нефтенасыщенность. Во втором полуцикле давление в высокопроницаемой части падает, нефть из НП будет вытесняться водой в ВП. Объем вытесняемой нефти будет меньше вторгнувшейся в НП воды. В последующих циклах объем нефти, поступающей из НП в ВП, будет уменьшаться.

При циклическом заводнении каждая из добывающих и нагнетательных скважин работает в режиме периодического изменения давления. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование объект разбивают на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора [Титов, 2017]. Таким образом, применение циклического заводнения основано на существовании гидродинамической связи между пропластками разной проницаемости. Извлечение нефти из низкопроницаемого пласта, переток ее во втором полуцикле из НП в ВП, охват пласта формально не увеличивает, но вовлекает в разработку низкопроницаемые разности вскрытого интервала. Следовательно, увеличивается коэффициент охвата по толщине. Со временем количество перетекающей нефти из НП в ВП уменьшается и коэффициент охвата снижается.

Рассмотренные выше технологии (изменения направления фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение) являются нестационарными физическими процессами. Давления и градиенты давления зависят от времени. Изменение направления фильтрационных потоков похоже на циклическое заводнение, поскольку прекращение закачки в одни скважины и ввод в работу других происходит через равные промежутки времени. Существенное отличие от циклического заводнения заключается в том, что прекращение работы одной группы нагнетательных скважин и вовлечение в работу других приводит к изменению градиентов давления по направлению и по времени. Причем такие изменения происходят на определенной пло-

щади и увеличивают коэффициент охвата пласта заводнением за счет дренирования его участков, не введенных в разработку. Пласт, состоящий из нескольких прослоев разной проницаемости и толщин, эксплуатируется неравномерно. По высокопроницаемым пропласткам происходит вытеснение нефти и, следовательно, быстрое обводнение продукции. Низкопроницаемые практически не работают, нефть из них не поступает. Для изоляции высокопроницаемых пропластков, обладающих поровыми каналами большего диаметра, закачиваются специальные химические растворы, проникающие в их поровое пространство. Размеры молекул этих химических соединений сопоставимы с размерами каналов высокой проницаемости. Под влиянием температуры и взаимодействия с поверхностью поровых каналов они образуют вязкую неподвижную или малоподвижную субстанцию, которая при увеличении давления на забое нагнетательной скважины практически не двигается и не позволяет перемещаться по ним воде. В низкопроницаемые каналы этот раствор не проникает. При последующей закачке вода начинает поступать в пласт с низкими фильтрационными свойствами и вытесняет нефть из прослоев, не охваченных заводнением. Тем самым увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением и, следовательно, нефтеотдача. Комбинированное нестационарное заводнение возможно только в гидродинамически связанных пропластках [Токарев, 1990].

К **комбинированному нестационарному заводнению** относится технология изменения направления фильтрационных потоков при наличии гидродинамической связи между прослоями разной проницаемости, т. е. возможности совместного осуществления двух технологий: изменения направления фильтрационных потоков и циклического заводнения. В этом случае коэффициент охвата пласта заводнением увеличивается как за счет роста площади дренирования, так и в результате притока нефти из низкопроницаемых прослоев. Из-за увеличения притока флюида требуются мощные насосы.

6.2.3. Подготовка воды для закачки в нефтяные пласты

ППД заводнением требует больших объемов качественной воды. Для этого необходимо найти надежный и обильный источник (с оценкой запасов и возможных расходов воды), выяснить качество воды и разработать технологию ее подготовки. Расход закачиваемой жидкости зависит от стадии разработки месторождения. Для промышленного заводнения, особенно крупных нефтяных объектов, решающее значение имеет подбор технологической жидкости. Она должна быть дешевой, по вязкости близкой к вытесняемой нефти и обеспечивать максимальный коэффициент ее извлечения. На промыслах используют разные воды: открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подрусловые и артезианские); глубинные (водоносных горизонтов); сточные.

Грунтовые характеризуются многообразием химического состава (минерализация 100–200 мг/л), небольшим содержанием взвешенных частиц. Воды открытых водоемов значительно уступают по качеству, содержат много механических примесей (глины или песка), особенно в период ливней и паводков, снеготаяния, способны вызывать

набухание глин. Воды глубинных водоносных горизонтов в большей степени минерализованы (15–3000 г/л), обладают хорошими нефтевытесняющими свойствами и часто не требуют дополнительной подготовки. Сточные состоят в основном из пластовых, поступающих вместе с нефтью, пресных, подаваемых в установки подготовки нефти и ливневых вод. Они содержат много эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода.

Источник воды выбирают на основе технико-экономического анализа с учетом технологии ее подготовки. Все эти воды отличаются друг от друга физико-химическими свойствами и, следовательно, эффективностью воздействия на пласт для повышения не только давления, но и нефтеотдачи. Основными качественными показателями вод, допускающими их применение для закачки в нефтяные пласты, являются содержания (мг/л): 40–50 взвешенных частиц размером 5–10 мкм; кислорода < 1; железа 0,5; водородных ионов (рН) 8,5–9,5; нефти < 30. На старых месторождениях с высокой обводненностью наилучшей технологической жидкостью является пластовая (попутная) вода. При этом решаются сразу две проблемы: первая — подготовленная пластовая вода удовлетворяет всем требованиям технологической жидкости для закачки ее в продуктивные пласты, вторая — утилизируется агрессивная жидкость. Для закачки в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи используют индивидуальные среды, растворы, композиции различных веществ, представляющие собой побочную продукцию или отходы нефтехимии, а также иных производств [Карцев, 1972].

В Волго-Уральской провинции используют поверхностные пресные воды, в Азербайджане и на полуострове Мангышлак — каспийскую воду. На юрских продуктивных объектах Западной Сибири кроме поверхностных источников в качестве рабочего агента применяют воду апт-альб-сеноманского горизонта (хлоридно-натриевые, слабощелочные, соленые с минерализацией ~ 10 г/л), которая широко распространена в регионе. Она не насыщена кислородом и по вязкости более близка к нефти. Этот фактор используется при законтурном заводнении, когда нефть выдавливается не закачиваемой водой, а пластовой. Указанные воды стабильны к выпадению карбонатов кальция, но возможно осаждение гидроокиси железа. Состав вод устойчив во времени. При смешении с пластовой водой они практически не дают осадка. Требования к воде, нагнетаемой в пласт, меняются в зависимости: от свойств продуктивного горизонта; его строения и неоднородности; типа закачиваемой жидкости; решаемых промысловых задач. Классические требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде: малое содержание механических примесей и эмульгированной нефти; коррозионная инертность к трубопроводам, насосам, оборудованию нагнетательных скважин; отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, водорослей, микроорганизмов, инициирующих интенсивную коррозию оборудования и снижение приемистости нагнетательных скважин.

Растворенный в воде кислород вызывает сильную коррозию металла и способствует активному развитию в пласте аэробных бактерий. Диоксид углерода (CO_2) понижает рН воды и приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород, реагируя с железом, образует твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода —

сернистую кислоту. Появление его в продукции скважин приводит к усилению коррозии оборудования [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Водозаборы, отбирающие воду из открытых водоемов, обычно сооружаются для заводнения крупных нефтяных месторождений. Иногда они одновременно снабжают питьевой водой населенные пункты. Вода готовится по стандарту питьевой. Подрусловый способ подготовки осуществляется по двум схемам: с вакуумным и насосным отбором. При вакуумном (сифонном) водоотборе вблизи от водоема сооружаются подрусловые скважины глубиной до 20 м, на удалении 70–90 м от берега водоема и 150–200 м друг от друга. Эксплуатационные колонны делают из труб диаметром 300 мм, водоподъемные — 200 мм, устье оборудуется бетонным кольцом диаметром 1,5 м и герметичным люком.

Насосная станция первого подъема оснащается вакуум-насосами для обеспечения сифонного водоотбора из подрусловых скважин и насосами для подачи воды в систему ППД и магистральный водовод. На насосных станциях первого подъема обычно используют центробежные насосы, которые подбираются в зависимости от объема закачки. Очистка воды по этой схеме осуществляется в основном при фильтрации через подрусловую песчаную подушку. Доочистка может проходить на площадке кустовых насосных станций перед подачей на прием насосов высокого давления. Схема достаточно эффективна при высоком уровне подрусловых вод. Способ подготовки таких вод с насосным отбором используется при их низком стоянии (ниже 8 м). В этом случае каждая подрусловая скважина оснащается центробежным насосом с электроприводом на поверхности, они создают систему первого подъема. По выкидным линиям и сборным водоводам вода подается на станцию второго подъема, на которой кроме насосов имеется железобетонный подземный резервуар. Насосы второго подъема по нагнетательному трубопроводу перекачивают воду в магистральный (кольцевой или линейный) трубопровод и далее на кустовые насосные станции ППД. Обычно вода из отдельных сифонных скважин собирается не просто в накопительный резервуар, а на комплекс по дополнительной подготовке воды, например освобождения ее от сульфатных бактерий при помощи дозировки хлора или бактерицидных ламп [Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985].

Основной целью подготовки воды является достижение необходимых промышленных свойств (вязкость, способность к нефтевытеснению и обеспечению заданного коэффициента охвата пласта) и удаление компонентов, вызывающих снижение приемистости, ухудшение качества нефти, негативное воздействие на пласт. Для закачки исключаются ее свойства, способные вызвать нежелательные химические реакции в пласте. В зависимости от требований, а также экологических и технико-экономических условий, воды наземных источников готовятся двумя способами: с подрусловым и открытым отбором воды. При открытом в водоеме сооружается подводный колодец, в который помещается приемная сетка насоса первого подъема для перекачки освобожденной от грубых механических примесей воды на очистную установку. К ее основным элементам относятся: дозатор для подачи коагулянта (сернокислый алюминий, железный купорос), смеситель для обеспечения взаимодействия коагулянта и воды, осветлитель и гравийно-песчаный фильтр.

В осветлителе происходит обменная реакция с образованием хлопьевидных компонентов, которые захватывают механические примеси воды. Основная масса хлопьев с примесями отделяется от воды непосредственно в осветлителе, оставшаяся — в гравийно-песчаных фильтрах. Очищенная таким образом вода поступает в подземную емкость, откуда насосами второго подъема подается в магистральный водопровод системы ППД. Восстановление гравийно-песчаных фильтров осуществляется обратным потоком чистой воды при помощи одного из насосов второго подъема. Продолжительность восстановления 10–15 мин, скорость фильтрации не более $12\text{--}15 \text{ дм}^3/\text{см}^2$, что предотвращает «вымывание» самого фильтра [Коршак, Шаммазов, 2005].

Пластовые воды отличаются большим содержанием солей, механических примесей, диспергированной нефти и высокой кислотностью. В процессе отделения от нефти они смешиваются: с пресными водами; деэмульгаторами; технологической водой установок по подготовке нефти. Именно эта вода, получившая название *сточной*, закачивается в пласт. Ее характерной особенностью является содержание нефтепродуктов (до 100 г/л), углеводородных газов (110 л/м^3), взвешенных частиц (100 мг/л). Закачка в пласт такой воды проводится с очисткой до требуемых нормативов, которые устанавливаются по результатам опытной закачки. Сточные воды, используемые для ППД, состоят на 85–90 % из поднятой пластовой воды. Наиболее часто применяют следующие способы очистки: отстаивание воды; фильтрование через пористые или иные среды; флотация; центробежное разделение; диспергирование; удаление примесей поглотителями; озонирование. Техническими средствами для отстаивания воды являются резервуары-отстойники, нефтеловушки, пескоотделители и пруды-отстойники. Резервуары обеспечивают очистку сточной воды по герметизированной схеме. В зависимости от производительности, качества сырья и требований к очищенной воде применяют резервуары различной вместимости (от 200 до 5000 м^3) с разнообразным оснащением. Выбор и расчет их проводится исходя из времени отстаивания воды в течение 8–16 ч. Очистка может проходить в циклическом или непрерывном режиме. Обязка водоочистных резервуаров обычно последовательная. Для глубокой очистки промышленных сточных вод от эмульгированной нефти и твердых механических примесей предназначены отстойники с патронными фильтрами [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

По причине химической несовместимости закачиваемой и пластовой вод возможно снижение проницаемости пласта из-за набухания глин и выпадения осадков. Механические примеси, соединения железа (продукты коррозии и сернистое железо), водоросли и микроорганизмы заиливают поверхность фильтрации, выключают мелкопористые слои из процесса вытеснения. Наиболее часто встречающиеся причины снижения проницаемости ПЗП нагнетательных скважин: частичная или полная коагуляция порового пространства пласта твердой фазой глинистого раствора при бурении и перфорации, а также при ремонтных и других работах в скважине; загрязнение ПЗП механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой; повышенная остаточная нефтенасыщенность отдельных пропластков, примыкающих к призабойной зоне нагнетательных скважин, особенно тех, которые пробурены внутри контура нефтеносности и переведены под нагнетание воды, за счет снижения фазовой проницаемости по воде; набухание глин коллектора при взаимодей-

ствии с пресной водой и растворами некоторых химических реагентов (щелочей), приводящее к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев; снижение проницаемости коллектора на 15–60 %, которое может произойти при смене минерализованной воды на пресную.

Нецелесообразно устанавливать единые нормы по качеству воды для закачки в пласты. Допустимое содержание механических примесей и эмульгированной нефти принимают с учетом проницаемости и трещиноватости пород в пределах 5–50 мг/л, причем с ростом трещиноватости повышается допустимое содержание. Диаметр фильтрационных каналов должен быть в 3–6 раз больше диаметра частиц. Пригодность воды оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и посредством пробной закачки в пласт [Рузин, Морозюк, 2014].

Эффективность заводнения зависит от очень многих факторов: пород-коллекторов; их пористости, проницаемости, песчаности, глинистости, расчлененности; физических и химических свойств нефти и связанной воды; газового фактора; вязкости и давления насыщения. Поэтому нужен особый подход к выбору вытесняющего агента. Из-за дешевизны и доступности поверхностных или подземных вод основным агентом для заводнения пластов служит вода без каких-либо добавок. Однако лабораторные исследования и опыты непосредственно на нефтяных объектах показали, что подготовка жидкости для вытеснения нефти дает высокие результаты. Практика разработки месторождений свидетельствует, что заводнение оказывается довольно эффективным методом воздействия на низкопроницаемые коллекторы при строгом соблюдении требований к технологии его проведения. Основные причины, вызывающие снижение эффективности заводнения низкопроницаемых пластов: набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой; засорение коллектора мелкодисперсными механическими примесями, находящимися в закачиваемой воде; выпадение в пористой среде коллектора солей при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды; значительная чувствительность к смачиваемости пород нагнетаемым агентом; снижение проницаемости коллектора за счет выпадения парафинов.

6.3. Нетрадиционные (третичные) методы разработки нефтяных залежей

Эффективность извлечения нефти из продуктивных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. В недрах остается значительное количество нефти, которая удерживается в породах капиллярными силами или же находится в «целиках» — зонах пласта, не затронутых воздействием движущих сил. Чем больше вязкость пластовой нефти и меньше поровые каналы, тем сильнее проявляются удерживающие нефть капиллярные силы и тем больше ее остается в недрах. Средняя конечная нефтеотдача пластов по разным государствам и регионам составляет 25–40 %. Например, в Латинской Америке и Юго-Восточной Азии она составляет 24–27 %, в Иране — 16–17 %, в США,

Канаде и Саудовской Аравии — 33–37 %, в странах бывшего СССР и России — до 40 %, в зависимости от структуры запасов и применяемых методов разработки. Остаточные (неизвлекаемые) запасы нефти составляют в среднем 55–75 % от начальных геологических. В связи с этим весьма актуально применение новых технологий добычи, позволяющих существенно увеличить нефтеотдачу пластов, на которых традиционными методами уже невозможно извлечь значительные остаточные запасы нефти.

При эксплуатации объектов с трудноизвлекаемыми запасами (вязкая нефть, малая проницаемость, неоднородность пластов, чередующихся флюидоупорами и др.) широко применяемое заводнение на определенном этапе становится малоэффективным или вообще не может быть применено. В таких случаях используют нетрадиционные (*третичные*) методы извлечения остаточных запасов нефти из заводненных зон [Жданов, 1981; Сургучев, 1985; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Мищенко, 2003; Рузин, Морозюк, 2014]. К ним относятся все способы воздействия на пласт, отличающиеся от заводнения. Практика показала, что они в несколько раз дороже обычного заводнения и имеют разную эффективность (рис. 64), поэтому от их рентабельности зависит стоимости добываемой нефти.

По типу применяемого процесса и рабочих агентов различают следующие третичные МУН пластов.

1. *Тепловые (термические)*: паротепловое воздействие на пласт; вытеснение нефти горячей водой; пароциклические обработки скважин; внутрипластовое горение нефти: сухое, влажное, сверхвлажное, в том числе с участием щелочей, оксидата и др., т. е. вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами-растворителями.

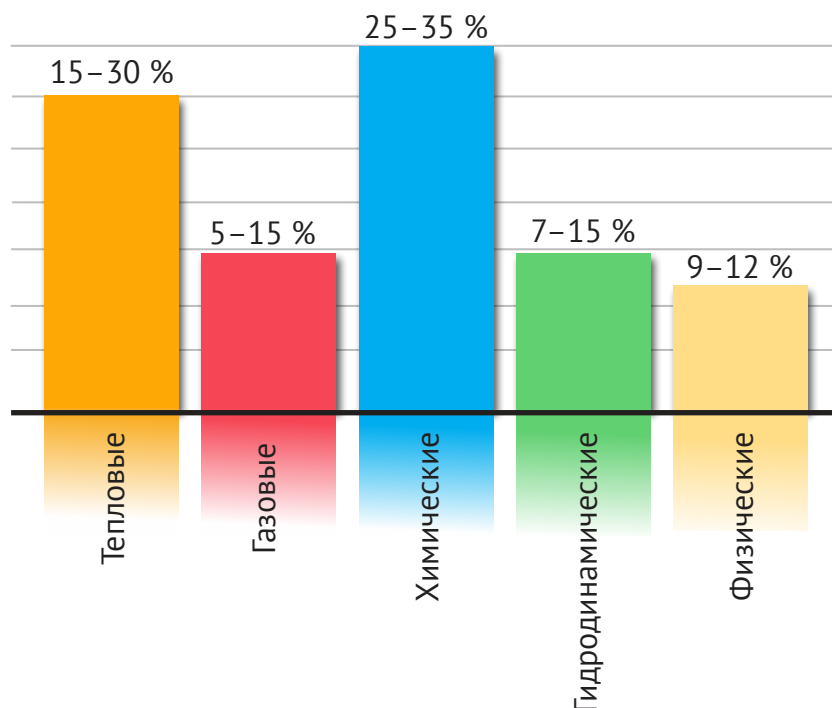


Рис. 64. Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов разными методами (третичными) [slide-share.ru]

2. *Физико-химические*: использование водных растворов — активных примесей (ПАВ, полимеров, мицеллярных растворов, щелочей, кислот); изменение или выравнивание профилей приемистости.

3. *Газовые*: вытеснение нефти газом высокого давления; водогазовое воздействие (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов).

4. *Другие*: уплотнение сетки скважин; гидроразрыв пласта; размещение и эксплуатация боковых и горизонтальных стволов; микробиологические технологии — введение в пласт продуктов жизнедеятельности бактерий или их производство бактериями в породах.

Отдельно следует выделить так называемые *физические* методы (волновое, электромагнитное и плазменно-импульсное воздействие на пласт). Относить их к МУН не совсем правильно, так как в них потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, они обычно лишь временно увеличивают нефтеотдачу, не повышая конечную.

МУН основаны на следующих изменениях физических характеристик и условий нахождения нефти в пласте: уменьшение межфазного натяжения на границе «нефть — вытесняющий агент»; снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента); перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газа для консолидации запасов нефти. Добычу УВ можно увеличить рациональным размещением скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты дает регулирование процесса стягивания контуров водоносности для повышения равномерности выработки разных частей объекта. Эффективность эксплуатации залежи улучшается при воздействии на ПЗП для увеличения дебитов УВ и выравнивания профиля их притока.

Каждый из указанных методов может быть эффективно применен лишь в определенных геолого-физических условиях. Поэтому при внедрении любого из них важно выбрать соответствующие эксплуатационные объекты. Испытание методов в промысловых условиях показывает, что оценка их эффективности по результатам лабораторных и теоретических исследований часто бывает завышенной. Поэтому при выборе объектов наряду с опытными данными необходимо учитывать результаты испытания методов в различных геолого-промысловых условиях. При обосновании использования новых методов следует учитывать, что многие из них требуют значительных денежных затрат, дефицитных реагентов или сложного оборудования.

6.3.1. Тепловые

Сущность всех тепловых (термических) методов воздействия на нефтяной пласт состоит в том, что при нагреве породы и находящейся в ней нефти снижаются вязкость и поверхностное натяжение на границе «нефть — порода», уменьшается действие адсорбционных сил. Таким образом создаются условия для наиболее полного вытеснения нефти из пласта. Первые опыты по их применению были начаты еще

в 30-х гг. XX в. в СССР. С тех пор накопилось много лабораторных и промысловых данных, позволяющих повысить эффективность этих методов. Самый простой способ — нагнетание в пласт горячей воды. Высокая начальная температура теплоносителя позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность. Однако, продвигаясь по пласту, вода остывает, в итоге прирост нефтеотдачи будет скачкообразным. Вытеснение горячей водой хорошо работает в однородных пластах и при больших температурах. Как только температура воды падает до 80–90 °С, можно получить обратную реакцию — вязкость нефти становится достаточной, чтобы еще лучше пропитать капилляры породы, но малой, чтобы покинуть их. Воду можно заменить горячим паром. Такой способ считается более эффективным, так как его теплоемкость при прочих равных условиях больше, чем у воды. При нагнетании пара вязкость нефти повышается, а часть легких нефтяных фракций испаряется в виде пара. В холодной зоне эти пары конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и действуя как растворитель.

Тепловые — самые распространенные способы улучшения фильтрационной способности пласта для нефтей с высоким содержанием смол, асфальтенов, парафинов и удаления их отложений со стенок НКТ и ствола скважины теплом. Они основаны на искусственном увеличении температуры в призабойной зоне и подразделяются на теплофизические (вытеснение нефти горячей водой, пароциклическая обработка скважин, паротепловое воздействие, закачка горячей воды, содержащей химические реагенты) и термохимические (внутрипластовое горение). При нагреве ПЗП отложения парафина и смол расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. С помощью тепла также ускоряются химические методы воздействия на пласт. Технология тепловой обработки имеет две разновидности. В первом случае прогрев призабойной зоны проводят с помощью спускаемого на кабель-тросе электронагревателя, время прогрева — несколько суток. Во втором теплоносители (нефть, конденсат, керосин, дизтопливо, вода с добавками ПАВ, нагретые паром до +90–95 °С) насосами закачивают по НКТ в пласт. Можно также нагнетать водяной пар от парогенератора, после чего устье скважины закрывают для сохранения тепла. Через некоторое время эксплуатацию скважины возобновляют.

Начальная пластовая температура ($T_{пл.}$) и ее дифференциация в пласте определяются геотермическими условиями, в которых он находится. В процессе разработки месторождения $T_{пл.}$ может изменяться за счет гидравлического сопротивления фильтрующихся флюидов. Распределение $T_{пл.}$ и ее изменение называется температурным режимом, который зависит в основном от теплопроводности и конвекции (у теплых флюидов плотность меньше, и они легче) [Жданов, 1981; Сургучев, 1985; Байбаков, Гарушев, 1988; Мищенко, 2003]. Особенность применения тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением нефти повышается температура в залежи, образуется дополнительный тепловой фронт вытеснения нефти горячей водой. Причем гидродинамический фронт вытеснения опережает тепловой, так как передача тепла от теплоносителя для разогрева вязкой нефти идет медленно. Повышение температуры нефти, воды и породы приводит к снижению вязкости нефти, изменению отношения подвижностей флюидов, относительных проницаемостей, остаточной не-

фтенасыщенности, испарению легких фракций, а также происходит тепловое расширение коллектора (меняется пористость, объем заполняющих его флюидов, т. е. насыщенность).

6.3.1.1. Теплофизические

Теплофизические методы основаны на закачке в пласт теплоносителей (пар, горячая вода) с поверхности. **Вытеснение нефти паром** — наиболее распространенный способ извлечения высоковязких нефтей ($> 40\text{--}50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), для которых обычное заводнение неэффективно. При этом пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт тепловую энергию, которая расходуется на его нагрев и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих его флюидов: нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения (рис. 65).

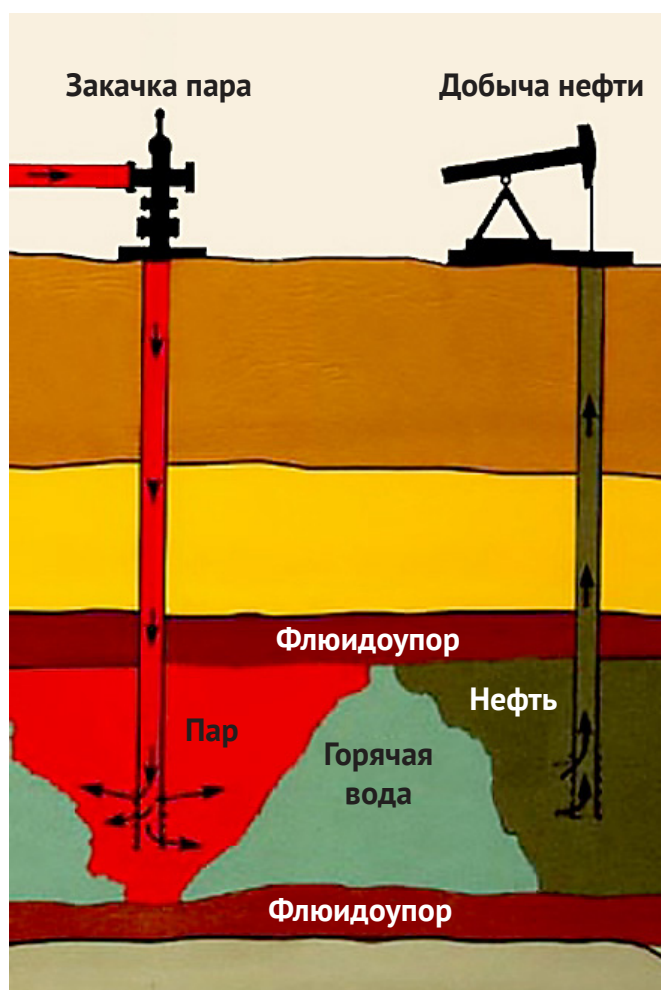


Рис. 65. Вытеснение нефти из пласта паром
[www.slideserve.com]

еся по температуре, степени и характеру насыщения (рис. 65).

1. Пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400\text{--}200\text{ }^{\circ}\text{C}$), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, т. е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2. Горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации ($200\text{ }^{\circ}\text{C}$) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических (с переменной температурой) условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3. Зона с начальной $T_{\text{пл}}$, не охваченная тепловым воздействием, в которой нефть вытесняется пластовой водой. При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости породы, подвижности нефти, воды и др.

Наиболее признано паротепловое воздействие в сочетании с заводнением: нагнетанием пара в пласт в нем создается высокотемпературная оторочка в объеме 20–30 % от общего пустотного пространства залежи, которая перемещается закачиваемой в пласт водой. Применение метода позволяет существенно увеличить КИН — до 0,4–0,6 и более. Высокая эффективность обеспечивается благодаря снижению вязкости пластовой нефти, дистилляции ее в зоне пара, гидрофилизации коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок пор смол и асфальтенов.

Выбор залежей с благоприятной для применения метода геолого-промысловой характеристикой основывается главным образом на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла при перемещении пара по скважине и затем по пласту. Глубина залегания последнего для исключения высоких потерь тепла в породы через ствол нагнетательной скважины ограничивается ~ 1000 м. Рекомендуемая нефтенасыщенная мощность составляет 10–40 м, при меньшей резко возрастают потери тепла в породы, покрывающие и подстилающие пласт. При очень большой мощности горизонта во избежание низкого охвата воздействием по вертикали возможно его расчленение на объекты. Благоприятны высокие коллекторские свойства пород (коэффициент пористости $> 0,2\%$, проницаемость $> 0,5 \text{ мкм}^2$), так как при этом сокращаются потери тепла на нагревание пород. Процесс наиболее эффективен для объектов с высокой начальной нефтенасыщенностью, так как при этом потери тепла на нагрев содержащейся в пласте воды минимальны. Следует учитывать, что нагнетание пара при неустойчивости коллекторов к разрушению может вызвать усиление выноса породы в добывающие скважины, а также разбухание глин в пласте, приводящее к уменьшению размера пор и снижению проницаемости. Поэтому желательно выбирать объекты с пластами, не подверженными разрушению и с малой глинистостью ($< 10\%$). Более благоприятны для этого мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее — полимиктовые с обломками глинистых пород. Применение метода эффективно при расстояниях между скважинами не более 200–300 м [Байбаков, Гарушев, 1988; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Пароциклическая обработка (рис. 66) — периодическое нагнетание пара в нефтяной пласт через добывающие скважины с некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующим использованием для отбора нефти с пониженной вязкостью. Цели технологии: прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин; повысить давление; облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти в ствол.

Механизм процессов, протекающих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация и перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара он внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта, разжижает высоковязкую нефть, увеличивает коэффициент ее подвижности. В зависимости от изменения температуры и давления пар переходит сначала в двухфазное состояние «пар — вода», затем после конденсации в горячую воду, которая, вторгаясь в низкопроницаемые прослойки, уменьшает вязкость находящейся там нефти. После остановки скважины вода начинает вытеснять нефть из низкопроницаемых го-

ризонтов в высокопроницаемые. На третьем этапе цикла эксплуатации скважины давление в ПЗП падает, отбор нефти увеличивается вследствие ее большей подвижности.

Таким образом, технологически цикл состоит из трех этапов. Полный цикл длится 3–5 месяцев. Обычно проводят 5–8 циклов за 3–4 года с увеличивающейся продолжительностью каждого цикла. Если пласт залегает неглубоко, то плотность сетки скважин должна быть не более 1–2 га/скв. На 1 т закаченного пара в среднем за все циклы добывают 1,5–2,0 т нефти. При этом методе в добывающую скважину в течение 15–20 суток закачивают пар в объеме 100–300 т/м толщины пласта. Затем ее закрывают на 10–15 суток для перераспределения тепла, противоточного капиллярного вытеснения нефти из низкопроницаемых тел в высокопроницаемые. Далее скважину используют до достижения предельного рентабельного дебита в течение 2–3 месяцев. При закачке теплоносителя могут возникнуть осложнения в работе скважин: вынос песка, образование эмульсий, преждевременный прорыв пара, нагревание обсадной колонны и добывающего оборудования. Для предупреждения этого крепят ПЗП, ограничивают отборы вплоть до остановки скважин [Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985].

Вытеснение нефти горячей водой применяется для залежей высоковязких и парафинистых нефтей, чтобы избежать выпадения твердых остатков в пласте. Повышение КИН обуславливается теми же факторами, что и при нагнетании пара. Однако этот процесс менее эффективен, поскольку он обеспечивает воздействие на пласт меньшей, чем при нагнетании пара, температуры. Вследствие значительного отставания фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти требуется закачивать в пласт большие объемы горячей воды (в 3–4 раза больше объема его пустот). Метод применяется для залежей, в которых даже незначительное снижение $T_{пл.}$ при разработке приводит к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для предотвращения этого следует нагнетать

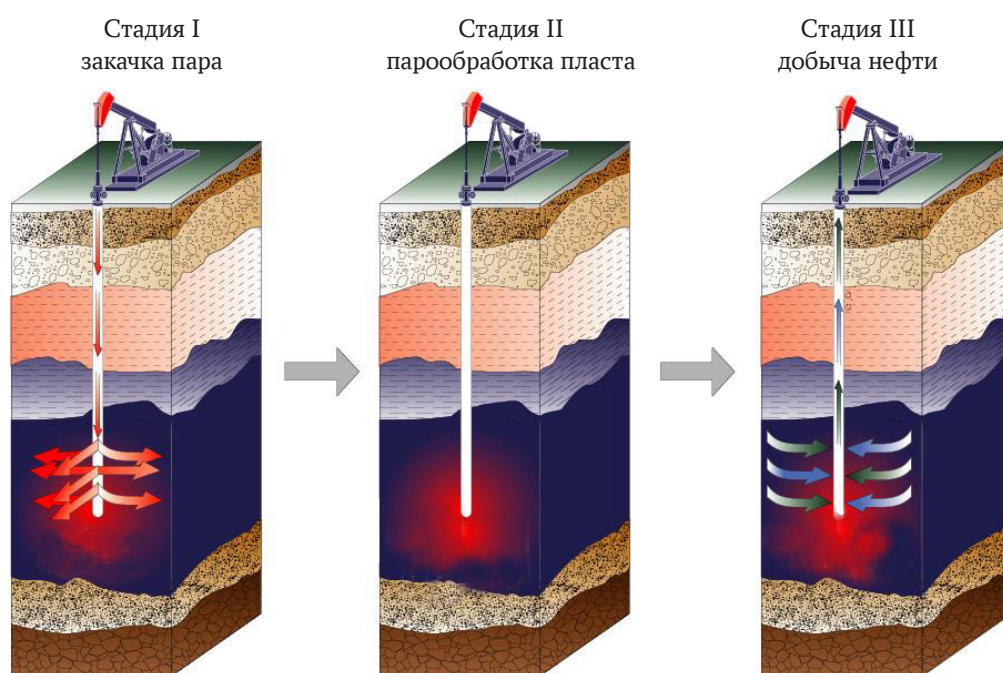


Рис. 66. Пароциклическая обработка пласта [en.ppt-online.org]

воду с температурой, превышающей пластовую на величину ее потерь по пути к забою скважины [Байбаков, Гарушев, 1988; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Вытеснение нефти из пласта горячей водой и паром. Горячую воду и пар (теплоносители) получают в парогенераторах (котлах) высокого давления и закачивают в пласт через нагнетательные скважины специальной конструкции с термически стойким оборудованием. Недостаток использования поверхностных парогенераторов — большие потери температуры в прискважинных коммуникациях и в стволе. При движении теплоносителя по пласту происходят потери теплоты через его кровлю и подошву. Для уменьшения этого фактора выбирают пласты толщиной > 6 м, применяют площадные сетки скважин с расстоянием до 100–200 м между нагнетательными и добывающими. Перфорацию проводят в средней части пласта, изолируют трубы, парогенератор максимально приближают к скважинам. При закачке пара в пласт в зависимости от термодинамических условий он может перейти в горячую воду. Поэтому при нагнетании горячей воды и пара необходимо знать, в каком термодинамическом состоянии находится вода: жидком, парообразном или в смеси с паром. Критическая точка (точка росы $^{\circ}\text{C}$) соответствует состоянию воды, в котором физические свойства жидкой и газовой фаз совпадают. Если давление и температура соответствуют точке нахождения на линии насыщения $^{\circ}\text{C}$, то вода пребывает одновременно в жидком и парообразном состоянии, ниже линии $^{\circ}\text{C}$ в виде перегретого пара.

В атмосферных условиях вода и нефть нерастворимы. Но согласно лабораторным опытам, растворимость нефти в воде достигается при температуре 320–340 $^{\circ}\text{C}$ и давлениях 16–22 МПа, т. е. для термобарических условий, близких к критическим. При снижении температуры водонефтяного раствора до 18–20 $^{\circ}\text{C}$ нефть полностью выделяется из воды. Если плотность воды в нормальных условиях 1000–1020 кг/м^3 , то с ростом температуры она падает, и при давлении, близком к критическому, происходит полное смешивание воды и нефти, граница раздела фаз исчезает. Насыщенный пар как терморастворитель нефти действует при температурах 100–370 $^{\circ}\text{C}$ и давлениях от атмосферного до 22 МПа. Коэффициент охвата пласта горячей водой выше, чем для пара. Последний как маловязкий рабочий агент обычно двигается у кровли пласта, коэффициент охвата по толщине $< 0,4$, по площади 0,5–0,9. В результате КИН составляет 0,30–0,35 [Жданов, Гришин, Гординский, 1966; Байбаков, Гарушев, 1988].

Метод тепловых оторочек. По этой технологии вместо непрерывной закачки теплоносителя после проникновения его в пласт через определенное время закачивают воду с температурой, соответствующей $T_{\text{пл}}$. В пласте создается нагретая область (тепловая оторочка), которая перемещается от нагнетательной скважины к добывающим под воздействием закачки в пласт холодной воды. В этом случае при вытеснении нефти тепловой оторочкой в пласте образуются три фронта вытеснения: гидродинамический — не разогретой водой холодной нефти; тепловой — разогретой горячей водой нефти пониженной вязкости; горячей нефти холодной водой. Причем 3-й фронт будет отставать от двух предыдущих. Тепло горячей нефти передается холодной воде, т. е. будет происходить обратный процесс теплопередачи в направлении нагнетательной скважины. Вязкость вытесняемой нефти будет возрастать, коэффициент подвижности уменьшаться, и в пласте останутся неизвлеченные целики нефти. Применение тепло-

вых оторочек снижает нефтеотдачу по сравнению с непрерывной подачей теплоносителя, но на подготовку пара или горячей воды тратится значительно меньше энергии. Для выбора оптимальных размеров тепловых оторочек разработаны специальные методики, учитывающие различные геолого-физические условия залегания пластов, темпы нагнетания в пласт оторочек теплоносителя, их параметров и прогнозирования технологических показателей разработки [Байбаков, Гарушев, 1988].

Закачка теплоносителей в пласт требует больших затрат энергии и увеличивает себестоимость продукции. Со временем способы теплового воздействия были усовершенствованы путем изменения временных циклов и применения химических реагентов для увеличения нефтеотдачи в сложнопостроенных коллекторах [Кудинов, Сучков, 1998]. Технология импульсно-дозированного теплового воздействия заключается в циклической переменной закачке в пласт теплоносителя и холодной воды в определенных пропорциях. В пласте создается эффективная предельная температура, выше которой вязкость нефти слабо уменьшается и не возрастает нефтеотдача. Преимущество способа заключается в ограничении закачиваемого в пласт теплоносителя до эффективной температуры. Применяется он для трещинно-пористых коллекторов. При многократном повторении циклов закачки «пар — холодная вода» первый проникает в пористые блоки и после конденсации вытесняет разогретую нефть в трещины. Модификацией метода является применение данной технологии с выдержкой перед закачкой холодной воды. Паузы позволяют обеспечить дополнительный приток нефти из блоков в трещины. Технология во многом схожа с пароциклической обработкой добывающих скважин, но закачка происходит в нагнетательные.

Термополимерное воздействие основано на закачке в пласт нагретого до температуры 90–95 °С раствора полиакриламида (ПАА) концентрацией 0,05–0,10 % [Мордвинов, 2004]. Вязкость нагретого водного раствора ПАА составляет 1,5–2,0 мПа·с. Вязкость нефти в трещиноватых породах снижается, часть горячего раствора (в основном вода) пропитывает блоки, улучшая гидрофильность породы и увеличивая подвижность нефти, и тем самым ведет к ее вытеснению. Аналогичный процесс происходит и в слоистых коллекторах. При такой технологии осуществляется совокупность или одновременное воздействие трех методов: гидродинамического, физико-химического и теплового. По мере продвижения по пласту водный раствор полимера остывает, вязкость его увеличивается и становится сопоставимой с вязкостью вытесняемой нефти. Коэффициент вытеснения увеличивается. Разновидностью рассмотренной технологии является циклическое внутрипластовое полимерно-термическое воздействие. В пласт закачивается теплоноситель (горячая вода, пар), затем холодный водный раствор ПАА. Производится несколько циклов последовательной закачки теплоносителя и ПАА.

6.3.1.2. Термохимические

Термохимические методы основаны на способности нефти вступать в окислительные реакции с нагнетаемым в пласт воздухом с выделением большого количества тепла (внутрипластовое «горение», рис. 67), которое служит горючим. Внутрипластовое горение отличается от поверхностного. Генерирование теплоты непосредственно в пла-

сте — основное преимущество метода. Горение нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, оно инициируется обычно посредством нагрева и нагнетания воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций. Для поддержания огня с поверхности в скважину закачивают воздух или его смесь с природным газом. В результате фронт горения перемещается в пласте со скоростью ~ 10 см/сут, разогревая нефть, уменьшая ее вязкость и заставляя интенсивнее двигаться к области пониженного давления, т. е. к добывающим скважинам.

После создания очага горения у забоя непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 и др.) обеспечивают поддержание внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти. В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и ее испарившимися фракциями впереди фронта горения. В итоге сгорают наиболее тяжелые фракции нефти. Для успешного протекания процесса необходимо, чтобы нефть распределялась в пласте равномерно, а он обладал высокой проницаемостью и пористостью. Более устойчивые очаги горения возникают в залежах тяжелой нефти, характеризующейся повышенным содержанием хорошо горящих коксовых остатков. Поэтому при освоении объектов с тяжелой высоковязкой нефтью обычно применяют термические методы. При снижении $T_{пл}$ происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. При добыче тяжелой нефти такое снижение фильтрационных свойств коллектора мо-

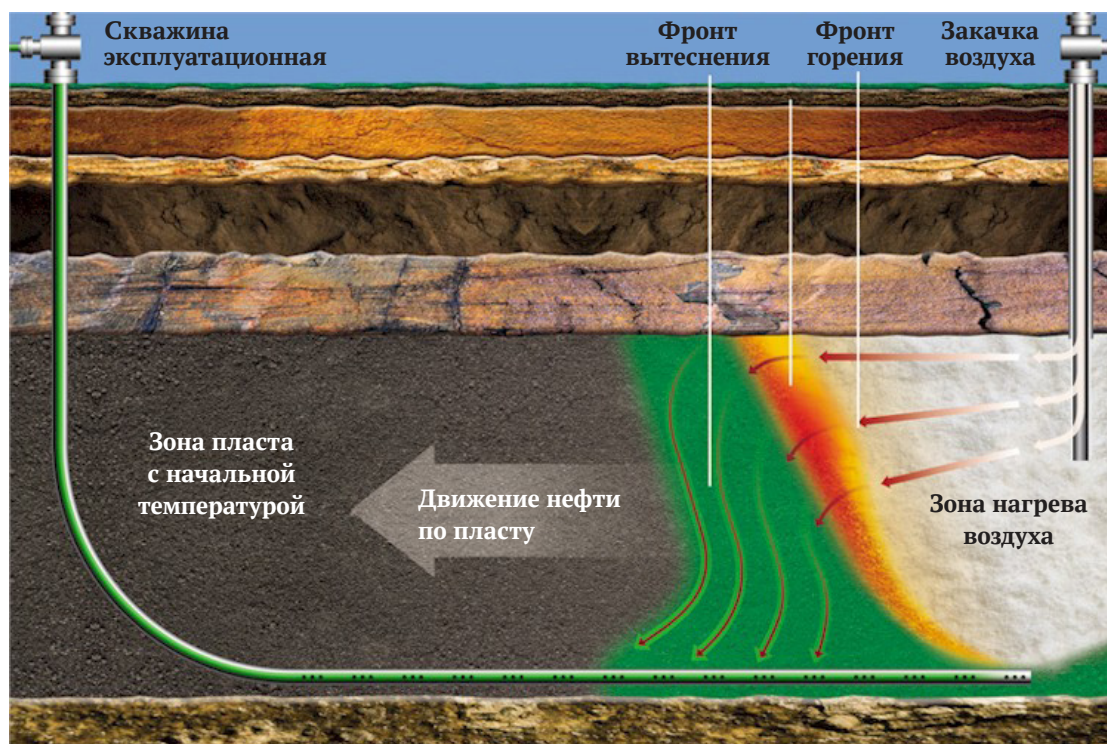


Рис. 67. Внутрипластовое горение [<https://www.researchgate.net>]

жет стать критичным для эффективности разработки, поэтому дополнительный разогрев пласта бывает необходим.

В отличие от других тепловых методов повышения нефтеотдачи внутрипластовое горение позволяет устранить технические проблемы и потери тепла, которые происходят при нагнетании его с поверхности в пласт. Инициирование горения осуществляется на забое скважины (зажигательницы). В нагнетательную скважину закачивают окислитель (обычно воздух) при одновременном разогреве ПЗП электронагревателем, газовой горелкой, зажигательными химическими смесями и т. п. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в итоге приводят к горению в ПЗП. После этого непрерывное нагнетание воздуха поддерживает внутрипластовое горение и перемещает эту зону по пласту. Из-за малых размеров по сравнению с расстояниями между скважинами ее называют *фронтом горения*. При подаче воздуха в зажигательницу фронт под давлением перемещается от нагнетательной скважины к добывающей, т. е. в направлении движения поступающего воздуха. Такой процесс горения называется *прямоточным*, в отличие от противоточного, когда фронт горения движется от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т. е. против движения закачиваемого воздуха. Противоточное горение не нашло широкого применения, и далее рассматривается только прямоточное.

При горении тяжелые фракции нефти (кокс) сгорают, остальная ее часть нагревается, уменьшаются вязкость, плотность, увеличивается подвижность. Более легкие фракции переходят в парообразную фазу и участвуют в вытеснении жидкой разогретой нефти. Для разных геолого-промысловых условий концентрация кокса может составлять 10–40 кг/м³ пласта. Этот важный параметр процесса горения экспериментально определяют в лаборатории. Установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти содержание кокса увеличивается, а при высокой проницаемости породы уменьшается. Считается, что при сгорании кокса выделяется тепло (~ 29–42 МДж/кг).

Таким образом, термохимические методы генерируют тепло непосредственно в продуктивном горизонте путем возбуждения горения у забоя и перемещения его фронта по пласту при последующем нагнетании воздуха. Из них для разработки нефтяных залежей могут быть применены следующие способы: *прямоточное «сухое» горение*, когда на забое воздухом нагнетательной скважины поджигают нефть и зона горения перемещается закачиваемым воздухом к добывающим скважинам; *прямоточное влажное или сверхвлажное горение*, при котором в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. При этом впереди фронта горения образуются оторочки горячей воды, что способствует увеличению КИН при значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Второй способ более эффективен, так как реализуются те же факторы улучшения механизма вытеснения нефти, что и при закачке в пласт пара. Создаются и дополнительные благоприятные условия: вытеснение нефти водогазовыми смесями, образующимся углекислым газом, ПАВ и др. Учитывая рост давления нагнетания воздуха с увеличением глубины залегания пластов и необходимость применения компрессоров высокого давления, следует выбирать залежи на глубинах не более 1500–2000 м. Методы могут быть рекомендованы для пластовых нефтей с вязкостью от 10 до 1000 мПа·с

и более, так как они содержат много тяжелых фракций, служащих горючим материалом. Исходя из технологической возможности и экономической целесообразности процесса, рекомендуется применять его при проницаемости пород $> 0,1 \text{ мкм}^2$ и нефтенасыщенности $> 30\text{--}35\%$. Мощность пласта должна быть $> 3\text{--}4 \text{ м}$, но при лучшей проницаемости средней части объекта нефтенасыщенная толщина может достигать $70\text{--}80 \text{ м}$ и более. При этом горение, протекающее в середине объекта, может обеспечить прогрев и его менее проницаемых смежных частей [Кудинов, Сучков, 1998; Рузин, Морозюк, 2014].

Обычное (сухое) внутрипластовое горение — это нагнетание в пласт только воздуха. Из-за его низкой теплоемкости по сравнению с породой фронт ее нагревания отстает от перемещающегося фронта горения. В результате основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает положительное влияние на последующее вытеснение нефти водой из не охваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, т. е. приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса. Перемещение теплоты из области перед фронтом горения в зону за фронтом горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью, например воды. Установлено, что при поддержании внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только воздуха потеря тепла с нагретой породы происходит медленнее, чем при нагревании породыдвигающимся фронтом горения, вследствие низкой теплоемкости потока воздуха. При перемещении фронта в качестве топлива расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися легкими фракциями нефти впереди фронта. Расход воздуха на добычу нефти при сухом внутрипластовом горении изменяется в диапазоне $1000\text{--}3000 \text{ м}^3$ (при нормальных условиях) на 1 м^3 нефти. Переброска тепла в область впереди фронта горения приведет к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти из пласта. Это связано с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху [Жданов, 1981; Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985].

В нефтепромысловой практике широко применяется **влажное внутрипластовое горение** (сочетание горения с заводнением). Сущность метода заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь вблизи фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего создаются зоны прогрева, состоящие из насыщенного пара и конденсата горячей воды. Внутрипластовое парообразование — отличительная особенность влажного горения, определяющая механизм вытеснения нефти из пластов [Жданов, 1981; Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985; Кудинов, Сучков, 1998].

Значения соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха составляют $1\text{--}5 \text{ м}^3$ воды на 1000 м^3 воздуха (при нормальных условиях), т. е. водовоздушный фактор должен быть $(1\text{--}5)/10000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Конкретные значения его определяются геолого-промысловыми условиями объекта. Однако с увеличением плотности и вязкости нефти (т. е. с повышением содержания кокса) необходимые величины водовоздушно-

го фактора уменьшаются. Если его значения меньше указанных, то переброска тепла в область впереди фронта горения снижается. При закачке воды в большем количестве метод влажного горения переходит в другие модификации комбинированного воздействия на пласт горением и заводнением. Следует отметить, что повышенные значения водовоздушного фактора не прекращают окислительные экзотермические процессы в пласте даже в случае исчезновения высокотемпературной зоны горения. В то же время его заниженные значения уменьшают эффективность теплового воздействия на пласт и извлечения нефти. Поэтому влажное горение следует вести с максимально возможными значениями водовоздушного фактора.

Наиболее высокой температурой характеризуется фронт горения (до 370 °С и выше). Передача тепла в область впереди него осуществляется при влажном горении в основном путем переноса потоками испарившейся нагнетаемой воды и продуктами горения, а также за счет теплопроводности. По мере перемещения фронта горения в пласте формируется несколько отчетливо выделяющихся температурных зон. В выжженной области за фронтом горения наблюдается две зоны. В переходной температура изменяется от температуры нагнетаемых рабочих агентов (воды и воздуха) до температуры испарения нагнетаемой воды. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, образовавшегося при испарении нагнетаемой вместе с воздухом воды в породе, прогретой до высокой температуры перемещающимся впереди фронтом горения. Размеры этой зоны относительно невелики, так как потери тепла в окружающие пласт породы приводят к быстрому охлаждению фильтрующихся здесь газообразных паров воды и продуктов горения, характеризующихся низкой теплоемкостью. Основная доля перебрасываемого в область впереди фронта горения тепла концентрируется в зоне насыщенного пара (паровое плато), где потери тепла в окружающие породы сопровождается конденсацией пара, в переходной температурной зоне (зоне горячей воды), образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара.

Температура в зоне насыщенного пара зависит в основном от пластового давления с учетом доли пара в газовом потоке. Обычно в пределах этой зоны она меняется незначительно и составляет ~ 80–90 % от температуры насыщенного пара. Температура в переходной зоне изменяется от температуры конденсации пара до начальной $T_{пл.}$. Наконец, впереди переходной зоны располагается область, не охваченная тепловым воздействием, соответствующая начальной пластовой температуре. Величина области прогрева впереди фронта горения в значительной мере определяется темпом генерации тепла на фронте горения (а следовательно, и темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С повышением последнего размер области прогрева увеличивается. Если влажное горение происходит при максимально возможном значении водовоздушного фактора, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальными.

Распределение температурного поля при влажном горении связано в основном с генерированием пара на фронте горения и нагреванием этим паром пласта впереди него. Поэтому при влажном горении температурная обстановка впереди фронта во многом аналогична распределению температуры при нагнетании в пласт пара. При влажном горении будут проходить те же механизмы вытеснения нефти, что и при нагнетании

в пласт пара, только в процесс добавляются испарившиеся в зоне пара легкие фракции нефти. Вместе с тем, поскольку при внутрипластовом горении в пласт нагнетаются воздух и вода, проявляется также и вытеснение нефти водогазовыми смесями. Кроме того, на извлечение нефти могут оказывать влияние продукты горения и окисления ее в пористой среде, а также физико-химические превращения самого коллектора. При горении образуется много углекислого газа, который способствует вытеснению нефти. Этот процесс может существенно усиливаться при внутрипластовом горении в карбонатных коллекторах в связи с появлением дополнительных масс углекислого газа вследствие термического и химического разложения пород. Углекислый газ вместе с нефтью и водой может образовывать пену, которая способствует вытеснению нефти. При горении образуются ПАВ, спирты и другие химические соединения, также способствующие вытеснению нефти этими эмульсиями. Таким образом, при этом методе проявляются многие из известных процессов, увеличивающих нефтеотдачу пластов: газовые, физико-химические, гидродинамические. Именно этим объясняются наблюдаемые при внутрипластовом горении в лабораторных и промысловых условиях высокие показатели извлечения нефти.

Площадь прогрева пласта впереди фронта горения при влажном внутрипластовом горении такого же порядка, как и выжженной зоны, и в большинстве случаев может достигать 100–150 м и более. Поэтому, с одной стороны, появляется возможность применения метода влажного горения при сравнительно редких сетках размещения скважин (0,16–0,20 км²/скв. и более), а с другой, нет необходимости доводить фронт горения до добывающих скважин, в результате чего сокращается расход воздуха на извлечение нефти. Дополнительная экономия воздуха может быть достигнута за счет перемещения по пласту закаченной ненагретой воды, созданной в результате влажного горения тепловой оторочки. Считается, что при влажном горении расход воздуха на добычу нефти меньше, чем при сухом, в 2,5–3,0 раза и более. Этот метод осуществим на объектах со значительными вариациями геолого-физических условий. При его применении появляется возможность разработки залежей нефти средней и малой вязкости, в том числе после заводнения. При повышенных значениях водовоздушного фактора возникают разновидности комбинированной технологии — сочетание заводнения с внутрипластовыми окислительными реакциями. В этом случае фронт горения, как и примыкающие к нему зоны перегретого пара, прекратят свое существование, а закачиваемый воздух поступит в область насыщенного пара, где он вступает в экзотермические реакции с нефтью.

Следует отметить, что скорость протекания окислительных реакций довольно высока и при температурах зоны пара (200 °С и выше). Такой процесс назван **сверхвлажным горением**. При этом способе холодная вода вторгается в зону горения еще до того, когда сгорит вся оставшаяся нефть. В этом случае нагрев и испарение воды, регенерация тепла и его образование в результате окисления сосредоточены в единой зоне. Скорость перемещения воды определяется темпом нагнетания. Она будет существенно выше, чем скорость движения фронта горения. Таким образом, при этом методе существенно сокращается расход воздуха на добычу нефти. Для поддержания сверхвлажного горения требуется мало топлива. Поэтому с этим методом связывают значительные пер-

спективы повышения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти малой вязкости, в том числе и после заводнения [Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985; Кудинов, Сучков, 1998].

Таким образом, сухое горение в связи с высокой температурой горения (700 °С и выше) рекомендуется для терригенных коллекторов, так как карбонатные при этом разрушаются. При влажном и особенно сверхвлажном процессах горение протекает при меньшей температуре — соответственно 400–500 и 200–300 °С, поэтому они применимы как для терригенных, так и карбонатных коллекторов. Сухое горение эффективно при таких же плотных сетках скважин, что и теплофизические методы. При влажном в связи со значительными размерами зоны прогрева впереди фронта горения возможно применение сеток скважин плотностью до 16–20 га/скв. К основным недостаткам методов внутрипластового горения относятся: принятие мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения; мероприятия по предотвращению коррозии оборудования; возможность проявления гравитационных эффектов и снижения вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

На залежах легкой нефти с $T_{пл.} > 65$ °С и при больших пластовых давлениях применяется *термогазовое воздействие*. Как и при внутрипластовом горении, продукты окисления (азот, двуокись углерода), а также легкие фракции нефти являются вытесняющим газовым агентом, смешивающимся с нефтью и увеличивающим ее подвижность. Это повышает коэффициент нефтеотдачи, особенно при разработке трудноизвлекаемых запасов. Данная технология испытана на опытно-промышленном участке Среднеахтубинского месторождения ХМАО (пласт Ю⁰, баженовская свита, плотность пластовой нефти 0,71–0,77 г/м³) путем закачки водовоздушной смеси (совместной, либо чередующейся закачкой воздуха и воды).

6.3.2. Физико-химические

Физико-химические методы предназначены для извлечения пленочной и капиллярно-удерживаемой нефти из заводненных пластов. Они основаны на промывках ПЗП водными растворами ПАВ и других добавок, с помощью которых из пор и трещин удаляют остаточную воду и мелкодисперсные твердые частицы. Вода закупоривает часть пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вступая в контакт с глинистыми частицами пород, она вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке тонких поровых каналов и уменьшению дебита. При этом глубина проникновения воды и грязи в призабойную зону находится в прямой зависимости от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности проведения работ с применением воды. Появление воды в ПЗП связано также с обводнением продуктивных пластов закачиваемыми (внутриконтурными) водами. Добавление специальных химических веществ в воду позволяет создать растворы, снижающие межфазное поверхностное натяжение, а также изменить соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз. В результате увеличивается КИН. При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней реагентом размываются поверхности раздела между ним и нефтью, ослабевают капиллярные силы, нефть растворяется в вытеснителе, в результате ее можно полностью или частич-

но извлечь из пласта. Технология применения способа аналогична кислотной обработке. Сначала насосом закачивают концентрированный раствор ПАВ (оксиэтилированная жирная кислота, сульфанол и др.), затем уже разбавленный нефтью.

По составу применяемые химические реагенты разделяют на три основных типа: *дисперсные* — по принципу превалирующей роли дисперсной фазы; *осадко-гелеобразующие* растворы, формирующие гели или осадки; *комплексные*, состоящие, например, из геле- и осадкообразующих композиций, а также из смеси гелеобразующих и дисперсных соединений. Комплексные составы сочетают закачку в пласт в определенной последовательности отдельных составляющих, различных по своим реологическим и дисперсным свойствам, основная цель которых — комплексное воздействие на ближние и удаленные зоны пласта. В зависимости от геологического строения и выбранной системы размещения скважин интенсивность обработок должна составлять 1,5–2,0 на одну нагнетательную скважину в год [Паникаровский, Паникаровский, Клещенко, 2006].

Вытеснение нефти из пластов водными химическими растворами. Технология основана на нагнетании в продуктивные горизонты водных растворов химических веществ с концентрацией 0,02–0,20 % и в объеме 10–30 % от пустот залежи для создания оторочки, вытесняющей нефть. Затем оторочку перемещают, продавливая в пласт обычную воду, называемую в этом случае рабочим агентом. Методы могут применяться при тех же плотностях сеток скважин, что и обычное заводнение. С их помощью может быть существенно расширен диапазон вязкости пластовой нефти (вплоть до 50–60 мПа·с), при котором возможно применение методов воздействия, основанных на заводнении. Этот способ на начальных стадиях разработки позволяет увеличить КИН по сравнению с обычным заводнением на 3–10 %.

Добавление в воду ПАВ (оксиэтилированные продукты, угольные фенолы и др.) изменяет физико-химические свойства раствора — вытеснителя нефти (рис. 68), резко снижает поверхностное натяжение на границе «вода — нефть» или «порода — нефть»,

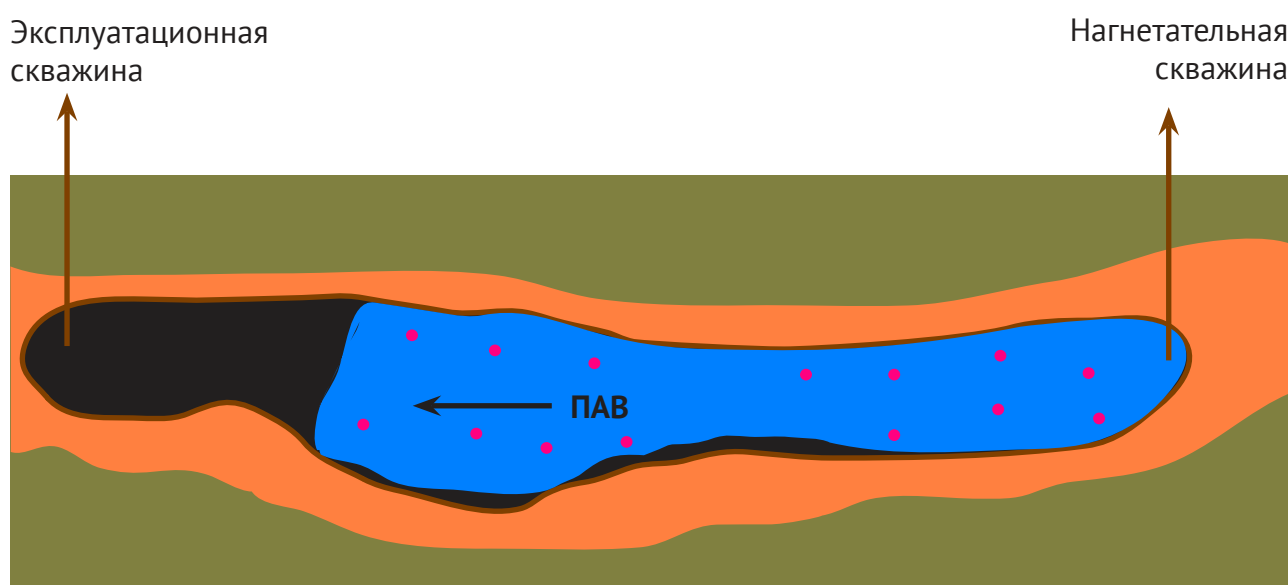


Рис. 68. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пласта [konspekta.net]

увеличивает подвижность нефти и улучшает условия вытеснения ее водой. За счет повышения смачиваемости породы водой она проникает в поры, занятые нефтью, равномернее двигается по пласту и лучше вытесняет нефть. Если какая-то часть остаточной нефти находится в виде глобул, застрявших в узких поровых каналах, и под действием перепада давления не может перемещаться, то при снижении поверхностного натяжения частицы нефти будут деформироваться, изменять свою поверхность. В результате силы взаимодействия между молекулами нефти и поверхностью поровых каналов ослабнут, и глобулы смогут проникать через их суженные участки.

ПАВ оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе «нефть — вода» и поверхностное натяжение на разделе «вода — порода» и «нефть — порода», обусловленное адсорбцией ПАВ на поверхностях каналов. Кроме того, действие ПАВ проявляется: в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью; разрыве и отмывании с плоскости зерен пленок нефти; стабилизации дисперсии нефти в воде; приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном выдавливании и при капиллярной пропитке; изменении относительных фазовых проницаемостей пористых сред [Жданов, 1981; Каналин, Ованесов, Шугрин, 1985; Паникаровский, Паникаровский, Клещенко, 2006]. При использовании ПАВ они подвергаются адсорбции (выпадение их из водного раствора и оседание на поверхности каналов под действием сил межмолекулярного взаимодействия) и адгезии (прилипание молекул двух различных тел, вызванное взаимным притяжением жидких и твердых тел). Пленочная нефть покрывает гидрофобную часть поверхности пор в виде тонкого слоя, либо прилипших капель, удерживаемых силами адгезии. Лучше отмывают нефть воды или растворы, хорошо смачивающие породу. Добавка к воде ПАВ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии благодаря адсорбционным процессам на межфазных границах раздела.

Под действием сил молекулярного притяжения ПАВ выпадают из водного раствора и оседают на поверхности поровых каналов (сорбируют). Этот процесс в значительной мере определяется удельной поверхностью коллектора и адсорбционной активностью поверхности пористой среды. Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор, которые могут появляться в результате сорбции (поглощения) некоторых компонентов нефти, приводит к изменению поверхностных натяжений в соответствии с ориентацией молекул. Эти обстоятельства и способствуют отделению нефти от поверхности поровых каналов. На гидрофильных участках поверхности пор сорбирование ПАВ приводит к их потерям и прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, ПАВ — химические соединения, способные вследствие адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела: «жидкость — воздух», «жидкость — твердое тело», «нефть — вода». Поверхностная активность, которую в определенных условиях могут проявлять многие органические соединения, обусловлена как химическим строением, в частности, полярностью и поляризуемостью их молекул, так и внешними условиями: характером среды и контактирующих фаз, концентрацией ПАВ, температурой. Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп. По ионной характеристике все ПАВ обычно раз-

деляют на две большие группы: неионогенные, которые при растворении в воде не диссоциируют на ионы, и ионогенные соединения. В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять: на анионоактивные, катионо-активные и амфолитные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные в кислых, амфолитные — в тех и других.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяют на три группы: водо-, водо-масло- и маслорастворимые. Наиболее широко применяются для повышения нефтеотдачи неионогенные ПАВ. Добавка их в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства раствора: снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшается краевой угол смачивания и т. д. Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Преимущество их заключается в совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными. Однако заводнение водными растворами ПАВ может быть эффективным только при использовании в строго определенных геолого-физических условиях. Так, эксперименты показали, что применение концентрированных растворов ПАВ в условиях первичного вытеснения нефти из моделей терригенных пород существенно улучшает этот процесс. Максимальный прирост коэффициента выдавливания по сравнению с водой составил 2,2–2,7 %. Несколько большие его значения (3,5–4,0 %) получены на моделях малопроницаемых пористых сред. Метод рекомендуется для залежей: с водонасыщенностью пласта не более 15 % (с учетом способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы); при вязкости пластовой нефти 5–30 мПа·с; проницаемости пласта $> 0,03\text{--}0,04$ мкм²; температуре до +70 °С. Возможный прирост КИН в результате применения метода составляет ~ 3–5 % [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Паникаровский, Паникаровский, Клеценко, 2006].

Однако у ПАВ есть существенный недостаток — их дороговизна. Поэтому в качестве альтернативы нередко применяют щелочные растворы. Метод **щелочного заводнения** пластов основан на взаимодействии щелочей с нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются ПАВ, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть — раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Щелочь за счет накопления на поверхности породы органических кислот из нефти гидрофилизует пористую среду и частично растворяет породу, что приводит к дополнительному отмыву нефти и увеличению проницаемости коллектора. Степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти. Применение растворов щелочей — один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т. е. гидрофилизации. Однако их использование сдерживается присутствием в пластовых водах ионов кальция, которые при реакции с щелочью образуют хлопьеобразный осадок [Кудинов, Сучков, 1998].

Полимерное воздействие заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент ПАА, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Основное и самое простое свойство полимеров — загущение воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения

вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду. Поэтому они вступают во взаимодействие с пористой средой породы и цементирующим ее веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пор и перекрывают каналы, ухудшая фильтрацию в них воды. Полимерный раствор легче проникает в высокопроницаемые слои, и за счет повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды существенно уменьшается динамическая неоднородность потоков жидкости и, как следствие, увеличивается охват пластов заводнением. Динамическая вязкость воды в несколько раз меньше вязкости нефти. Следовательно, более подвижная, маловязкая вода вытесняет менее подвижную, вязкую нефть.

Таким образом, полимеры увеличивают вязкость закачиваемой воды, приближая ее значение к вязкости нефти. В результате фронт вытеснения выравнивается — вода перестает опережать нефть в более проницаемых участках пласта. Молекула полимера представляет собой цепочку, состоящую из атомов углерода, водорода и азота. Длина цепочки соизмерима с размерами пор. Молекулы полимера в водном растворе, продвигаясь по поровым каналам, «цепляются» за зерна породы, создавая дополнительное сопротивление и сорбируясь на них. Так же, как и с ПАВ, при фильтрации водного раствора ПАА наблюдается адсорбция. Полиакриламид выпускают в виде геля, твердых гранул или порошка. Его концентрация в воде по гелю составляет 1–5 %, по твердому полимеру — 0,08–0,40 %. Вследствие высокой сорбции ПАА его концентрацию доводят до значения, при котором динамическая вязкость водного раствора увеличивается в 5–6 раз. Считается, что водный раствор ПАА целесообразно использовать при вязкости нефти 10–30 мПа·с. В результате поглощения ПАА пористой средой при вытеснении нефти образуется фронт сорбции, так же, как и при вытеснении нефти растворами ПАВ. Водный раствор ПАА применяют и для регулирования разработки пластов с неоднородной проницаемостью. С увеличением давления нагнетания вода вытесняет нефть из низкопроницаемых пропластков, за счет этого увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением. Установлено, что с ростом концентрации полимеров фазовая проницаемость смачиваемой фазы уменьшается, а проницаемость углеводородных жидкостей при одной и той же насыщенности возрастает.

Учитывая возможность снижения приемистости (способность к восприятию объема флюида за единицу времени для закачки его в пласт) нагнетательных скважин вследствие повышенной вязкости раствора и, соответственно, низких темпов разработки залежей, метод целесообразно применять при значительной проницаемости коллекторов ($> 0,1$ мкм²). Благоприятны объекты с однородным строением продуктивных пластов, преимущественно порового типа. При фильтрации раствора в породах происходит осаждение полимера на стенках пустот. Интенсивность этого процесса особенно ощутима: при движении в пласте первой порции раствора; значительной обводненности их минерализованной водой; высокой глинистости коллекторов. Считают, что наиболее эффективно метод может быть применен на новых залежах (с низкой водонасыщенностью пластов) при малой глинистости коллекторов (не более 8–10 %). Вследствие потери полимерами при высо-

кой температуре способности загущать воду, метод следует применять при $T_{пл.}$ не более $+70-90\text{ }^{\circ}\text{C}$ и для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти ($10-50\text{ мПа}\cdot\text{с}$) [Коршак, Шаммазов, 2005; Паникаровский, Паникаровский, Клещенко, 2006; Титов, 2017].

Мицеллярное заводнение — комплексное воздействие на нефтяной пласт смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, водного раствора ПАА и воды (рис. 69). Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул воды и УВ. Метод предусматривает достижение близких значений вязкости пластовой нефти, мицеллярного раствора и буферной жидкости и предназначен в основном для извлечения из заводненных пластов остаточной нефти, удерживаемой капиллярными силами. Для применения мицеллярных растворов желательно выбирать залежи в терригенных поровых коллекторах (нетрещиноватых), однородных, не содержащих карбонатного цемента. Это связано с тем, что при перемещении раствора по резко неоднородному коллектору и при контакте его с карбонатами может нарушаться его структура. Средняя проницаемость пород должна быть $> 0,1\text{ мкм}^2$. Остаточная нефтенасыщенность пласта технологически не ограничивает применение метода, но вследствие большой стоимости работ по созданию оторочки экономически целесообразно, чтобы она была $> 25-30\%$. Рекомендуемая вязкость пластовой нефти $3-20\text{ мПа}\cdot\text{с}$, так как при более высоких значениях требуется повышенная вязкость раствора и буферной жидкости, что создает технологические трудности при подготовке и нагнетании растворов. В связи с неблагоприятным влиянием солей на структуру раствора метод целесообразно применять для объектов, разрабатываемых с внутриконтурным нагнетанием пресной воды при пластовой температуре не более $+70-90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, тогда как эмуль-

Вытеснение нефти из пласта

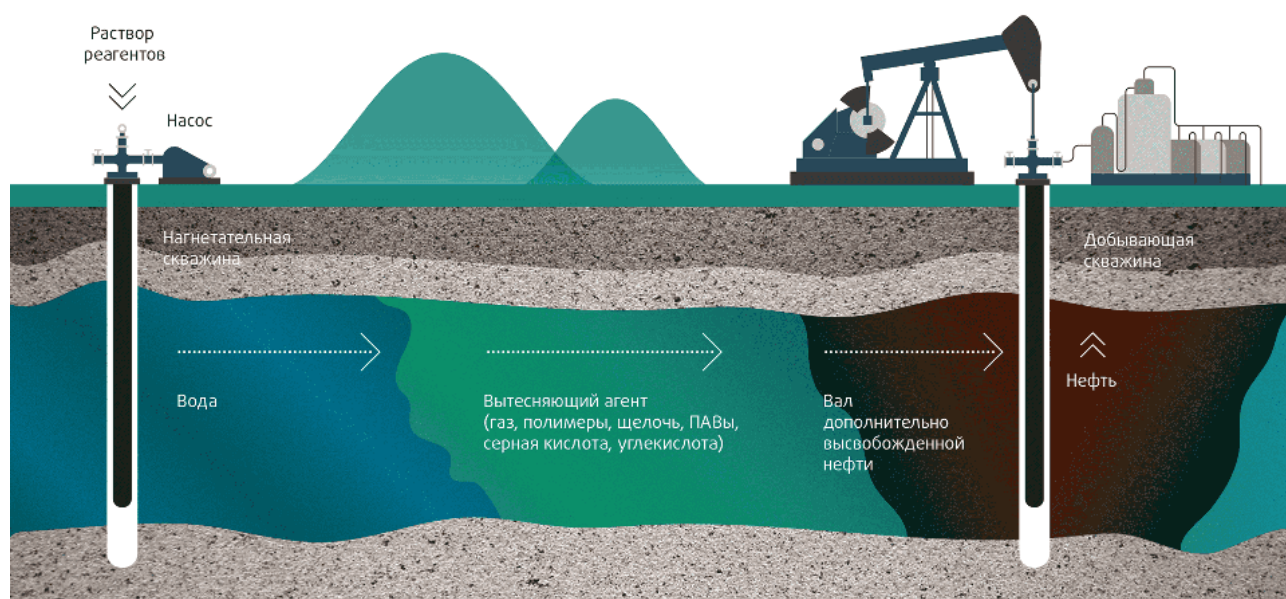


Рис. 69. Увеличение нефтеотдачи пласта комплексом химических реагентов [polinca.top]

сии нефти в воде или воды в нефти не являются светлыми, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью. Механизм вытеснения нефти этими растворами определяется их физико-химическими свойствами. Из-за того, что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти — зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней — водонасыщенности. Нефтяной вал собирает только нефть, пропуская через себя воду. В его зоне скорость фильтрации нефти больше, чем у воды. Мицеллярный раствор, следуя за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного потока нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с ней. Такой механизм фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной нефти из заводненной однородной пористой среды [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

При содержании в растворе ПАВ с концентрацией выше критической для мицеллообразования они находятся в растворе в виде сгустков (мицелл), которые способны поглощать жидкости, составляющие их внутреннюю фазу. При большой концентрации ПАВ вместе с нефтью и водой образуют нефтеводяные агрегаты. Мицеллярные растворы с водяной внешней фазой хорошо смешиваются с водой. При использовании сравнительно небольшого количества УВ (растворителей нефти) — спирта, сульфидов или иных ПАВ — на контакте «комплексный раствор — нефть» создается область полного смешивания нефти с ним, на контакте «нефть — раствор» резко падает поверхностное натяжение. Между водой и нефтью создается область с низким поверхностным натяжением. По мере удаления от контакта (фронта вытеснения) в сторону нагнетательных скважин доля воды в растворе увеличивается, и он постепенно превращается в чистую воду. Вблизи линии нагнетания раствор переходит в воду, вязкость которой меньше вязкости раствора. В этом случае менее вязкая жидкость (вода) должна вытеснять более вязкую (мицеллярный раствор). Коэффициент вытеснения снижается. Поэтому для продвижения мицеллярного раствора используют водный раствор с полимерами. Такое воздействие на пласт называется методом *мицеллярно-полимерного заводнения*. На практике оторочка мицеллярного раствора продвигается в пласт водой, загущенной полимерами. Минимальный объем оторочек должен составлять 4–5 % от объема пор обрабатываемого участка. По лабораторным данным, мицеллярные растворы способны вытеснять до 50–60 % нефти, оставшейся после обычного заводнения.

Составы мицеллярных растворов различны, например: сульфанаты 6 %, ПАВ ОП-4 равен 1,2 %, изопропиловый спирт 1,2 %, керосин 51,6 %, вода 40 %; либо сульфанаты 8 %, ПАВ ОП-4 2 %, нефть или УВ (C_{5+}) 30 %, вода 60 % [Спутник нефтегазопромыслового..., 1989]. Достоинство метода — возможность его использования в неоднородных коллекторах. Недостатками являются: сложность технологии, зависящая от многих неуправляемых факторов, требующих точного исполнения; острая чувствительность метода к неблагоприятным геолого-физическим условиям; высокая стоимость всех компонентов, на которые влияют к тому же пластовые соли. Потенциальные объекты

для применения метода — все залежи с терригенными коллекторами нефтенасыщенностью $> 30\%$, вязкостью нефти $< 15\text{--}20$ мПа·с.

На практике применяется более 30 технологий повышения нефтеотдачи путем химического воздействия, но наиболее эффективным является трехфазное химическое заводнение — совместное применение щелочи, водных растворов ПАВ и полимера. При этом щелочь способствует увеличению смачиваемости породы водой, ПАВ — снижению поверхностного натяжения нефти, а полимер — увеличению вязкости агента. В применяемой композиции основную «стабилизирующую» роль играет щелочь, которая многократно снижает оседание ПАВ на породе, а при реакции с нефтью в самом пласте создаются дополнительные ПАВ, что в итоге существенно (в 5–10 раз) снижает их расход. КИН по данным испытаний на моделях варьирует от 15 до 25 %.

6.3.3. Газовые методы вытеснения нефти из пластов

К газовым методам относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами: углеводородными газами (сухие, обогащенные, сжиженные) и двуокисью углерода (CO_2). Каждый способ эффективен при определенных компонентных составах, фазовых состояниях нефти и давлении, при котором может происходить смешивание. С учетом последнего вытеснение нефти сухим газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением (МПа) > 20 , обогащенным газом (10–20 %), сжиженным газом и CO_2 (8–14 %). Следовательно, эти методы целесообразно применять для залежей, залегающих на небольших глубинах $\sim 1000\text{--}1200$ м. Благоприятны также низкая вязкость пластовой нефти (< 5 мПа·с) и относительно небольшая мощность пластов (до 10–15 м). Методы могут использоваться при различной проницаемости пластов, но желательно их применять при низкой, когда не удастся реализовать более дешевый способ — заводнение. Температура пласта имеет ограничение лишь при вытеснении нефти сжиженным пропаном (не более $+96\text{--}97^\circ\text{C}$), так как при большей температуре он переходит в газообразное состояние. Вытеснение нефти газом высокого давления и обогащенным газом рекомендуется для пластов с большой нефтенасыщенностью ($> 60\text{--}70\%$), а сжиженными газами и углекислым газом может быть эффективным и при меньшей ее величине (35–40 %), что позволяет использовать их после значительного обводнения пластов.

Если полимеры загущают воду, то газы разжижают нефть. Чтобы уменьшить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, в пласт закачивают растворители — сжиженные природные газы (бутан, пропан и их смесь). Иногда воздействуют на пласт азотом, дымовыми газами и др. Метод основан на горении твердого пороха в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно: образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины; нагретые ($+180\text{--}250^\circ\text{C}$) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены; продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа. Первый при наличии воды образует слабokonцентри-

рованный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

Наиболее благоприятными объектами для поддержания или восстановления $P_{пл.}$ являются пласты с крутыми углами падения, имеющие хорошую проницаемость, однородный состав пород и содержащие маловязкую нефть. В таких пластах сжатый газ или воздух нагнетают в газовую шапку или в купол залежи. В последнем случае закачка газа выполняется с целью искусственного создания газовой шапки и перехода за счет этого режима залежи в газонапорный. Количество нагнетаемого газа должно быть таким, чтобы заданное $P_{пл.}$ сохранялось длительное время. В идеальном случае это количество в пластовых условиях должно равняться объему извлекаемой продукции (нефть, газ, вода) или быть больше него. Нормы закачки газа определяют опытным путем. Чрезмерная интенсивность нагнетания рабочего агента может привести к его бесполезным прорывам в каком-либо направлении. Для предотвращения этого принимают следующие меры: регулируют отбор нефти в добывающих скважинах, в направлении которых намечается прорыв, вплоть до их временного закрытия; производят временную подкачку в нагнетательные скважины, являющиеся очагами прорыва газа; сокращают объем закачки газа в отдельных скважинах вплоть до перевода их в эксплуатационные при оборудовании под нагнетание других [Муравьев, 1977].

Углеводородные газы. Одним из способов использования попутного нефтяного газа является закачка его в качестве реагента в нагнетательные скважины для увеличения КИН. Для этого применяются: сжиженный нефтяной газ (преимущественно пропан); обогащенный газ (метан со значительной долей этана); сухой газ высокого давления (в основном метан); газоводяная смесь. При использовании сжиженных углеводородных газов и других жидких углеводородных растворителей в качестве вытесняющего агента возникает другая проблема — извлечение из пласта оставшегося там растворителя, цена которого может значительно превышать стоимость нефти. Вытеснение ее реагентом может быть несмешивающимся или смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Газ в пластовых условиях смешивается только с легкими нефтями (плотность дегазированной нефти $< 0,80 \text{ г/м}^3$). Давление нагнетания сухого углеводородного газа 25 МПа и более, давление обогащенного газа 15–20 МПа. При смешивании газа с нефтью ее вязкость уменьшается, но растет подвижность и в итоге нефтеотдача. К основным критериям эффективности закачки углеводородного газа относятся следующие.

1. При углах падения пластов $> 15^\circ$ закачивают газ в свод залежи, при меньших углах применяется площадная закачка (в пологих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти).

2. При малых глубинах пласта и больших давлениях нагнетания возможен прорыв газа в вышележащие горизонты, а при больших глубинах требуются высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически выгодно.

3. Гидродинамическая замкнутость залежи исключает утечки закачиваемого газа. Для поддержания давления на существующем уровне общий расход нагнетаемого газа должен равняться сумме дебитов нефти, воды и газа, приведенных к пластовым условиям. Забойное давление вычисляется с учетом потерь давления

на трение и давление столба газа. Обычно давление нагнетания на 15–20 % выше пластового. Для неоднородного пласта возможны преждевременные прорывы газа по высокопроницаемым пропласткам, что резко снижает эффективность вытеснения. Выбросы газа определяют путем контроля газового фактора и изменения его химического состава. Для предупреждения прорыва газа уменьшают отбор жидкости из скважин вплоть до их остановки, снижают объем закачиваемого газа [Канапин, Ованесов, Шугрин, 1985].

Для вытеснения нефти из пласта можно использовать **углекислый газ** (двуокись углерода), который при температуре $\sim +31^\circ\text{C}$ и давлении > 10 МПа смешивается с нефтью. При закачке в пласт диоксида углерода применяются следующие технологии: непрерывная закачка газа; оторочка газообразного CO_2 ; оторочка жидкого CO_2 (до пластовой температуры $+31^\circ\text{C}$); циклическая закачка газа и воды. Двуокись углерода растворяется в воде намного лучше углеводородных газов: увеличивается с повышением давления и уменьшается с ростом температуры. При массовом содержании в воде 3–5 % двуокиси углерода вязкость ее увеличивается на 20–30 %.

Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота растворяет некоторые виды цемента и породы, повышает проницаемость. В присутствии CO_2 снижается набухаемость глинистых частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в 4–10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. В этот период межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся. Диоксид углерода снижает межфазное натяжение на границе «нефть — вода», тем самым улучшая нефтеотмывающие свойства. Его содержание в воде способствует отрыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, и фазовая проницаемость ее увеличивается. При растворении в нефти CO_2 ее вязкость уменьшается, а плотность и объем значительно повышаются — она как бы набухает. Увеличение объема в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO_2 существенно улучшает извлечение маловязких нефтей.

Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение. При $P_{\text{пл}}$ выше давления полного смешивания пластовой нефти с двуокисью углерода последняя будет вытеснять нефть как обычный растворитель. Тогда в пласте образуются три зоны: первоначальной пластовой нефти, переходной (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и чистого CO_2 . Если этот газ нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду (рис. 70). Повышение объема нефти под воздействием растворяющегося в нем CO_2 наряду с уменьшением ее вязкости и увеличением вязкости воды — один из основных факторов, определяющих эффективность применения углекислого газа при извлечении нефти из заводненных пластов.

Двуокись углерода закачивают в нагнетательные скважины в газообразном или жидком состоянии в виде оторочки, затем нагнетают воду. Растворяясь в нефти, углекислый газ уменьшает ее вязкость, снижает поверхностное натяжение на границе «нефть — вода». Это приводит к увеличению объема нефти и коэффициента сжимае-

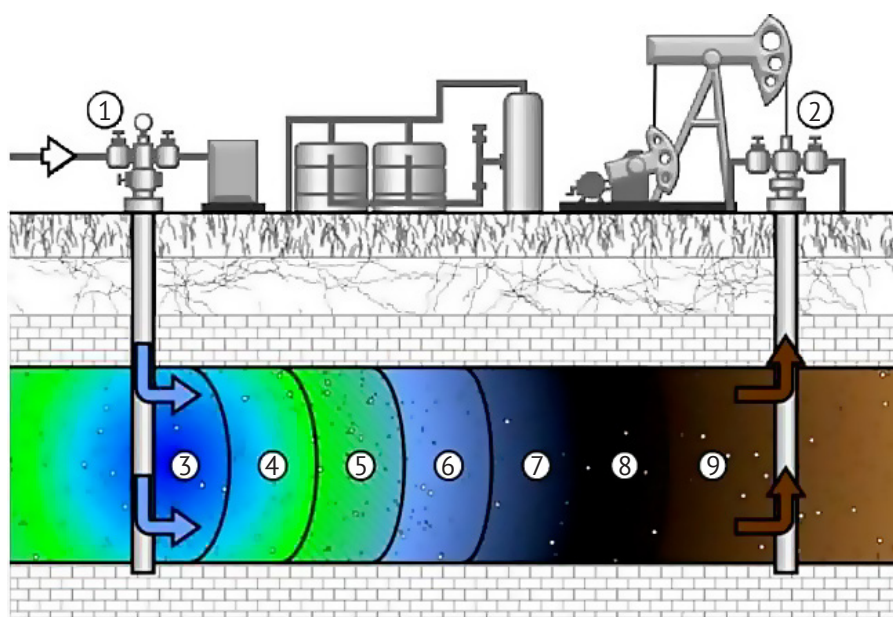


Рис. 70. Водогазовое вытеснение нефти из пласта:

- 1 — нагнетательная скважина; 2 — добывающая скважина;
 3 — водогазовая зона; 4 — газ (CO_2); 5 — водогазовая зона;
 6 — газ; 7 — зона смещения; 8 — вал нефти; 9 — зона начального
 состояния пласта [ppt-online.org]

мости; росту насыщенности порового пространства УВ; увеличению фазовой проницаемости по нефти.

Другой способ применения CO_2 заключается в следующем. В пласт закачивают воду с растворенным в ней углекислым газом (карбонизированная вода). Вследствие большего химического «родства» нефти и CO_2 при контакте с карбонизированной водой молекулы CO_2 диффундируют, разрыхляют пленки тяжелой нефти на поверхности зерен породы, делают их подвижными, что приводит к повышению нефтеотдачи. Среди рассмотренных технологий преимущество вытеснения оторочки CO_2 проталкиваемой водой состоит в том, что оно позволяет извлечь большее количество нефти из пласта, поскольку рассчитывать только на отрыв пленок тяжелой нефти от зерен породы не следует, так как они могут составлять очень малую долю остаточной нефти. Для рентабельности этого метода необходимо иметь достаточное количество дешевого CO_2 [Мищенко, 2003].

Водогазовое циклическое воздействие. Технология этого процесса заключается в том, что в пласт поочередно оторочками или одновременно в смеси нагнетается газ и вода в одну и ту же или отдельные скважины. Механизм вытеснения нефти следующий. Вода заполняет мелкие поры и сужения их каналов, тем самым повышая охват пласта. Закачиваемый газ из-за большей подвижности занимает крупные поры и верхнюю часть пласта, частично растворяется в нефти, увеличивает ее подвижность и коэффициент вытеснения. Таким образом, газ повышает один из показателей КИН, а вода — другой. Эти особенности воды и газа привели к необходимости совмещения

их достоинств для уменьшения недостатков и применению периодического, циклического нагнетания водогазовой смеси. При этом оптимальное соотношение объемов воды и газа должно быть пропорционально отношению объемов мелких (ниже среднего размера) и крупных (выше среднего) пор в коллекторе. В этом случае можно рассчитывать на достижение максимального эффекта от совместного нагнетания воды и газа, т. е. вытеснение водогазовой смесью.

Поочередное вытеснение нефти газом и водой способствует увеличению коэффициентов нефтеотдачи и охвата пластов из-за снижения относительной проницаемости пропластков, заполненных водогазовой смесью. Совместное вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом более эффективно для конечной нефтеотдачи, чем вытеснение только водой или газом. При выборе оптимального режима эксплуатации нефтеотдачу можно увеличить на 7–15 % по сравнению с обычным заводнением. Основным условием рациональности водогазового воздействия является обеспечение равномерного распределения нагнетаемого газа по заводненной залежи, при котором происходит одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины. Продолжительность циклов по закачке каждого агента составляет 10–30 суток. Недостатки метода: приемистость нагнетательной скважины для каждого рабочего агента снижается после первого цикла, для газа в 8–10 раз, для воды — в 4–5, вследствие снижения фазовой проницаемости ПЗП. В зависимости от строения пласта гравитационное разделение воды и нефти может снизить эффективность применения технологии на 10–20 % [Сургучев, 1985].

6.4. Методы интенсификации притоков обработкой призабойной зоны пласта

Увеличению нефтеотдачи способствует не только масштабное воздействие на продуктивный пласт, но и обработка ПЗП, через которую нефть поступает в скважину. При бурении и эксплуатации проницаемость ПЗП постепенно снижается вследствие: загрязнения буровым раствором (остаются глинистые корки и взвеси); внедрения в поры мелких частиц шлама и продуктов коррозии металлов; сильной вибрации при перфорации, что приводит близкие к стволу слои к слипанию; осаждения солей из пластовой жидкости; выпадения из нефти разных веществ при изменении термобарических условий и т. д. В результате образуется зона пониженной проницаемости или с полным ее отсутствием. При вскрытии пласта в него может попасть раствор или вода, которые засоряют поры и оттесняют от ПЗП нефть. К тому же в процессе эксплуатации скважин со временем нарушается их работа, что выражается в постепенном или резком снижении дебита, иногда даже в полном прекращении поступления продукции. Способы, которые позволяют увеличить проницаемость призабойной зоны и очистить ее от мусора, называют методами интенсификации притока.

Для восстановления заданного технологического режима разработки залежи выполняют следующие операции: подъем подземного оборудования для его замены или ремонта; очистка скважин от песчаных пробок; ликвидация обрыва или отвинчивания

насосных штанг и др. Увеличение производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин должно планироваться еще при их строительстве. Неприменение разработанных передовых технологий при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта приводит к ухудшению его коллекторских свойств. Хорошо освоен способ вскрытия нефтяного пласта на депрессии, однако только 10–15 % скважин осваиваются таким образом. Проницаемость пород ПЗП улучшают искусственным увеличением числа и размера дренажных каналов, повышением трещиноватости пород, удалением смол и парафина со стенок поровых каналов.

Эффективность добывающих и нагнетательных скважин во многом зависит от проницаемости пласта и вязкости нефти. Чем больше первый параметр в радиусе действия той или иной скважины и меньше вязкость нефти, тем при прочих равных условиях больше ее производительность, и наоборот. Существует множество методов и технологий, позволяющих увеличить отбор УВ, основанных: на применении законов фильтрации пластовых флюидов; физических и химических явлениях, происходящих в пласте; взаимодействии частиц твердой породы и флюидов; взаимовлиянии закачиваемых реагентов и нефти. Выбор конкретного метода повышения нефтеотдачи и его эффективность зависят: от геологического строения залежи и ее изученности; ФЕС коллектора; технологий, примененных с начала разработки; темпов отбора и закачки флюидов. На каждом объекте подбирают индивидуальные методы с учетом особенностей геологического строения и ФЕС залежей.

Для МУН пластов важным условием является правильный выбор эффективных способов относительно данного объекта, который основывается: на обобщении опыта применения метода в различных геолого-физических условиях; широких теоретических и лабораторных исследованиях; анализе технико-экономических показателей. Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных физических свойств флюидов и пласта, при которых возможно его эффективное использование. Обычно выделяют три категории критериев применимости методов. *Геолого-физические*: свойства пластовых жидкостей, глубина и условия залегания нефтенасыщенного пласта, ФЕС и особенности нефтесодержащего коллектора, насыщенность пустот пластовыми жидкостями. *Технологические*: размер оторочки заводнения, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания, выбор режима эксплуатации скважин. *Материально-технические*: обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства. Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические зависят от геолого-физических и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия обычно также являются независимыми и определяют возможность выполнения технологических критериев.

Для увеличения проницаемости ПЗП с целью интенсификации добычи УВ применяют различные методы, которые предназначены для очистки поровых каналов и трещин от отложившихся в них различных материалов (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и др.), а также их расширения и создания новых, улучшающих связь пласта со скважинами. Подготовка ствола и ПЗП к применению реагентов заключается в физико-химической очистке внутренних поверхностей обсадной колонны и НКТ от окислов и примесей, а также от разрушенного цемента каналов перфорации. В противном

случае произойдет реакция рабочих химических составов с указанными отложениями и закачка их продуктов в ПЗП, что снизит дебит скважины.

Существуют различные методы воздействия на ПЗП: химические (соляно-, глино-, пено-, термокислотные обработки, кислотные ванны и т. д.); механические (гидроразрыв пласта, торпедирование, депрессии и репрессии); тепловые (горячие закачки, обработка паром, глубинные нагревательные приборы); физические (вибрационное, акустическое, плазменно-импульсное воздействие); физико-химические (обработка ПАВ, растворителями). Для повышения эффективности они часто используются совместно или последовательно. Применение любого из них зависит от геолого-технических условий, цели обработки, пластовых условий, технической оснащенности буровой и возможности использовать определенные составы и режимы закачки. Интенсификация притока флюида из пласта происходит за счет: растворения породы; разупрочнения коьматантов (добавки в буровой раствор, снижающие проникновение его в пласт) и выноса их из ПЗП потоком жидкости; увеличения проницаемости коллектора; разрушения эмульсий и газовых дисперсий.

Условно методы повышения проницаемости пласта разделяют на две группы: предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пород и улучшающие проницаемость ПЗП. К первой относятся: вскрытие газоносных пластов с продувкой газом; применение буровых растворов на нефтяной основе с низкой водоотдачей; сокращение времени контакта раствора с пластом. Вторая группа: гидроразрыв пласта; кислотная обработка скважин; сочетание этих методов; взрыв в ПЗП. Сущность многих этих методов одинакова для нефтяных и газовых залежей. Различия имеются лишь в некоторых деталях технологии процесса воздействия, вытекающих из специфики строения и свойств пластов [Сидоров, 1982; Аширов, Выжигин, 1992; Булатов, Качмар, Макаренко, Яремийчук, 1999; Басарыгин, Булатов, Проселков, 2002; Мордвинов, 2004; Иванов, 2006].

6.4.1. Химические

Наиболее распространенными методами химического воздействия на ПЗП являются обработки водными растворами кислот, нагнетаемых в скважину под давлением (рис. 71). В результате часть породы растворяется, увеличивая размеры поровых каналов и трещин. Кислотные растворы применяются: для увеличения дебитов скважин; очистки поверхности труб от глинистых и цементных корок, а также ПЗП от продуктов коррозии; устранения солевых и смолистых отложений; уменьшения плотности пробок на забое для облегчения их удаления; ликвидации прихвата подземного оборудования; увеличения приемистости (возможности закачки в пласт воды, газа, пара и др.) нагнетательных скважин.

Соляно-кислотная обработка (СКО) скважин — подача на забой растворов кислот, которые под давлением проникают в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их путем частичного растворения. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может поступать в скважину. Для СКО применяют в основном водные растворы соляной (HCl) и плавиковой (фтористоводородной — HF) кислот кон-

центрацией не более 10–15 %, иначе появляется опасность коррозии труб. Для уменьшения вредного воздействия кислоты на технологическое оборудование в нее добавляют специальные вещества — ингибиторы (ПАВ, формалин, натриевая соль и др.), которые позволяют увеличить содержание кислоты в растворе до 25–28 %, тем самым повышая эффективность СКО. Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной нефтенасыщенностью. Объектами применения являются залежи с маловязкой нефтью ($< 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами со слабой проницаемостью.

Кислотные обработки, растворяя некоторые породы, цементирующий материал и др., расширяют поровые каналы, тем самым увеличивая проницаемость. Поскольку продуктивные пласты сложены обычно терригенными и карбонатными породами, то и кислоты для их разложения применяют разные. Например, для обработки карбонатных коллекторов используется соляная кислота, с которой хорошо реагируют эти породы. Продукты реакции не выпадают в осадок и хорошо вымываются водой, то же самое происходит с доломитами. Наиболее эффективно проходят СКО под давлением и с различными замедлителями.

Накоплен большой опыт использования СКО в различных вариантах: под давлением, кислотные ванны, термокислотные обработки и т. д. К кислотам добавляются различные замедлители, стабилизаторы. Иногда карбонатные породы обрабатывают фтористоводородной кислотой. При этом фторид кальция выпадает в осадок, поэтому целесообразно обработку скважин производить в два этапа: на первом провести обычную СКО, а затем закачать глинокислоту (смесь соляной и плавиковой кислот).

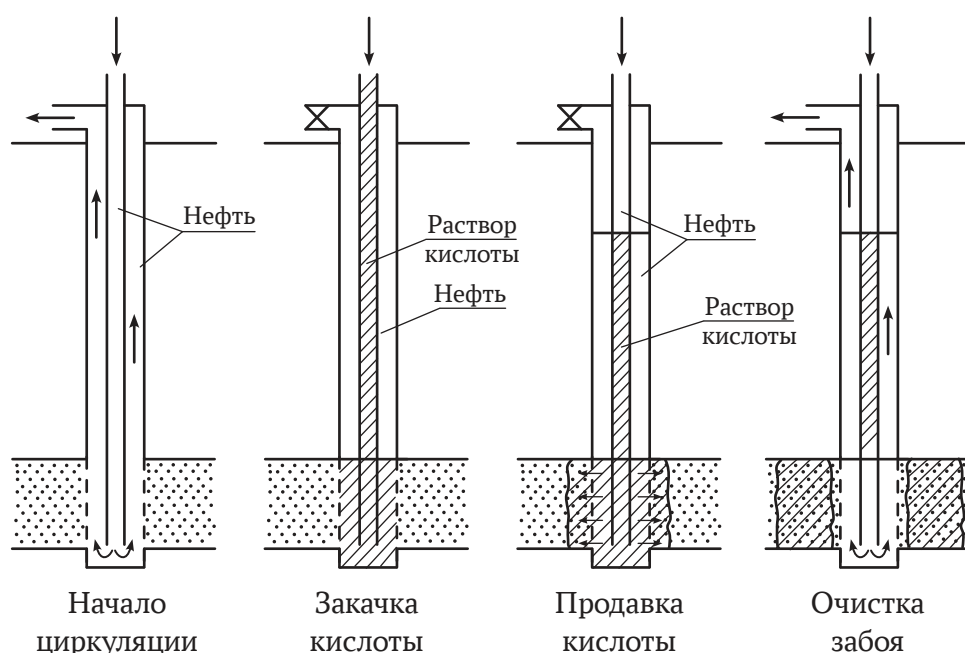


Рис. 71. Кислотная обработка призабойной зоны пласта [Сидоров, 1982]

Терригенные коллекторы представлены силикатными веществами и алюмосиликатами, они практически не взаимодействуют с HCl , но растворяются в HF . В чистом виде ее применяют редко, обычно берут смесь соляной и плавиковой кислот. Ценность последней заключается в том, что она хорошо разрушает глинистое цементирующее вещество и цементную корку. Для борьбы с образовавшимся гелем кремниевой кислоты добавляют в смесь 2 % (по объему) уксусной кислоты [Басарыгин, Булатов, Проселков, 2002].

Технологический процесс обработки ПЗП включает заполнение скважины кислотным раствором и продавливание его в пласт при перекрытии устья задвижкой. Количество рабочего раствора (при кислотной ванне) не превышает объема ствола (колонны) в заданном интервале. Сначала закачивается буфер, необходимый для разделения жидкости глушения от кислотных растворов, затем раствор продавливается в пласт. После этого скважину оставляют на некоторое время (16–24 ч) под давлением для реагирования кислоты с породами. Затем оставшуюся кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из ствола обратной промывкой водой. Длительность СКО зависит от многих факторов: температуры на забое; типа пород пласта, их химического состава; концентрации раствора; давления закачки. Если нефть в залежи содержит много парафинистых веществ, в ПЗП нагнетают горячую кислоту. При этом сначала скважину промывают горячей нефтью или спускают в ствол какое-либо устройство для расплавления парафина. После обработки в пласте могут остаться химические вещества. Поэтому после каждой закачки необходимо удалить из него продукты реакции путем создания депрессии на пласт и циркуляции. Кислотной обработке подвергаются также загрязняющие материалы, отложившиеся на стенках скважины и на забое. Происходит их распад с переводом полностью или частично в состояние шлама, легко выносимого на поверхность при промывке скважины [Муравьев, 1977; Мордвинов, 2004; Иванов, 2006].

Применение солянокислотной обработки дает хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах (известняки, доломиты и переходные разности), либо в песчаниках с карбонатным цементом. Поэтому СКО является основным способом очистки карбонатных коллекторов. Под действием HCl в ПЗП часть породы растворяется, образуя пустоты и каналы разъедания и увеличивая тем самым проницаемость, а следовательно, и дебит скважин. В связи с этим такая обработка в основном предназначена для ввода кислоты в пласт по возможности на значительное расстояние от ствола. Нагретая HCl хорошо растворяет карбонатные породы, а выделяющееся тепло расплавляет парафино-смолистые отложения в ПЗП, тем самым снижая вязкость нефти.

Различают следующие варианты кислотных обработок: простая, массированная и направленная (поинтервальная). *Простая* проводится для воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения бурового раствора или его фильтрата. Она состоит из следующих операций: интенсивная промывка забоя и фильтра в целях предварительной очистки его для последующего воздействия кислотой; кислотная ванна для разрушения и удаления глинистой корки, а также очистки трещин; промывка забоя и фильтра скважины после выдержки кислоты на реакции; закачка и продавливание в пласт проектного объема кислоты; освоение скважины и ввод ее в эксплуатацию. *Массированная*

применяется для воздействия на пласт кислотой в радиусе несколько десятков метров. Технология ее аналогична простой обработке, только берутся максимальные объемы кислоты. *Направленная* проводится в тех случаях, когда на вскрытой толщине пласта требуется обработать определенный интервал. Эффективность СКО скважин зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, типа пород и др. Так, скорость реакции прямо пропорциональна концентрации кислоты и температуре, но обратно пропорциональна давлению [Аширов, Выжигин, 1992; Булатов, Качмар, Макаренко, Яремийчук, 1999].

Разновидностью СКО являются кислотные ванны, при которых раствор HCl заливают в скважину, не продавливая его в пласт. Они предназначены для очистки забоя и стенок скважин от цементной и глинистых корок, продуктов коррозии, солевых отложений на трубах, ликвидации прихвата инструмента. Для разных условий ставят ванны под давлением и без него. В первом случае ванна применяется для очистки глинистой корки и перфорированной части скважины. Она устанавливается перед обработкой ПЗП или перед ремонтными работами. Во втором случае предусмотрена следующая технология. Скважину промывают до забоя: пресной или минерализованной водой; слабыми водными растворами ПАВ, HCl , кальция, мела; конденсатом, дизельным топливом; закачивают кислотный раствор в объеме, необходимом для перекрытия пласта; скважину вновь промывают от продуктов реакции с указанными выше веществами [Булатов, Качмар, Макаренко, Яремийчук, 1992].

Кроме соляной кислоты для увеличения проницаемости пласта применяют также ее смесь с фтористоводородной (плавиковой), называемую глинокислотой. Она растворяет силикатные породы, и поэтому ее используют в терригенных толщах с низким содержанием карбонатного материала. Во избежание вторичного отложения нерастворимого фтористого кальция в пласт сначала закачивают буферный объем HCl для растворения карбонатов. Для определения состава кислотных растворов и способов обработки предварительно по двум методикам проводят лабораторные и промысловые опыты. По первой сначала закачивают HCl , а затем глинокислоту — для исключения контакта отработанной соляной кислоты с плавиковой, при котором неизбежно образование осадков фтористого магния. Объем HCl должен превышать объем глинокислоты в 2,5–3,0 раза. Согласно второй методике, сначала заливают HCl , затем извлекают продукты ее реакции и потом закачивают глинокислоту. При обработке растворами кислот скорости их закачки, особенно соляной кислоты, должны быть минимальными — для более полного освобождения от карбонатов ПЗП.

При работе с глинокислотой следует исключать ее продолжительный контакт с трубами. Для этого при низкой приемистости пласта закачку и продавливание кислоты производят порциями, размещая каждую в пределах фильтра. Когда лабораторные и промысловые опыты показывают, что кислота разрушает скелет пласта, вместо кислотной обработки проводят гидроразрыв пласта нейтральной жидкостью. Если после всех мероприятий по улучшению проницаемости карбонатной толщи породы не принимают кислоту при давлениях, допустимых для колонны, проводят гидрокислотный разрыв. Эффективность кислотной обработки ПЗП зависит от глубины проникновения раствора в пласт и полноты удаления продуктов реакции. Для этих целей в раствор

кислоты примешивают ПАВ. Существует следующий порядок приготовления раствора: в емкость наливают воду, затем последовательно добавляют ингибиторы-стабилизаторы, техническую соляную кислоту, хлористый барий и ПАВ. Только после этого закачивают расчетный объем плавиковой кислоты и доливают оставшуюся часть водой [Басарыгин, Булатов, Проселков, 2002; Иванов, 2006].

6.4.2. Физические

К физическим методам относятся вибрационное, акустическое и плазменно-импульсное воздействия. Толчком к систематическим исследованиям влияния вибрационно-сейсмических процессов на нефтегазовые залежи послужили наблюдения за землетрясениями, так как обнаружилось, что они изменяют пластовые давления и дебиты скважин. Так, землетрясение в Южной Калифорнии в 1952 г. вызвало местами десятикратное повышение давления на устьях фонтанирующих скважин, которое держалось более 15 дней. На Новогрозненском месторождении во время землетрясений 1950 и 1955 гг. интенсивностью 6–7 баллов происходило повышение пластовых давлений и добычи нефти. Во время Дагестанского землетрясения в 1970 г. добыча нефти выросла в радиусе > 200 км от эпицентра. Так, на одной из скважин Эльдаровского месторождения, расположенной в 220 км от эпицентра, увеличение дебита составило > 900 т/сут [Кузнецов, Ефимова, 1983].

Для обозначения воздействия на ПЗП упругими колебаниями существует много разных терминов: вибрационное, акустическое, гидроакустическое, волновое, гидро-волновое и т. д. [Попов, 1990]. Установлено, что максимальная реакция призабойной зоны пласта на упругие колебания находится в низкочастотном диапазоне 20–300 Гц, а глубина эффективного воздействия, определяемая распределением упругих колебаний и порогами наступления эффектов, достигает 10 м и более. Эксперименты показывают, что под действием высокоамплитудных низкочастотных колебаний происходит необратимое увеличение абсолютной проницаемости насыщенных пористых сред. Относительные изменения проницаемости искусственно сцементированных кернов достигают до 30 % и связаны с образованием новых фильтрационных каналов в породе, изменением пористости, раскрытием трещин, переупаковкой и изменением ориентации слагающих пористую среду зерен [Иванов, 2006].

Виброобработка — это воздействие на ПЗП гидравлическим вибратором, спущенным в скважину на НКТ и установленным напротив продуктивного горизонта (рис. 72). Впервые этот метод на нагнетательных и добывающих скважинах был испытан на нефтяных промыслах еще в 1960-х гг., и были получены обнадеживающие результаты по его эффективности. Однако дальнейший опыт показал, что для достижения высокой успешности и рентабельности метода при его применении в сложных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин необходимо провести ряд теоретических, лабораторных и промысловых исследований, конструкторских и технологических изысканий. Тем не менее в 60-х гг. на нефтяных месторождениях СССР начали применять воздействие упругими колебаниями на ПЗП с помощью различных устройств, спуска-

емых в скважины. Именно тогда были созданы предпосылки для развития виброволнового метода. Благодаря наложению колебательных упругих деформаций образуются дополнительные трещины, при этом происходит перераспределение и ослабление остаточных упругих напряжений, что уменьшает их смыкание после сброса давления. Знакопеременные упругие деформации пласта в пристволенной зоне и на перфорационных каналах способствуют появлению сети микротрещин как на их поверхности, так и в глубине пласта, что увеличивает количество открытых путей для притока флюидов. Воздействие упругими колебаниями приводит к резкой интенсификации очистки пористой среды ПЗП, загрязненной кольматантами. В связи с этим сочетание виброобработки с депрессиями является необходимым условием эффективной очистки ПЗП, в особенности для скважин с низким пластовым давлением.

Всестороннее изучение процессов, происходящих при виброволновом воздействии в насыщенных коллекторах, заложило основу для создания новых, высокоэффективных генераторов колебаний и других технических средств. Наибольшее распространение получили генераторы, использующие для работы гидродинамический напор закачиваемой в скважину технологической жидкости (вода, растворы ПАВ, нефть, растворители, кислоты и др.). При прокачке жидкости через вибратор возникают гидроудары, влияющие на ПЗП. Колебания создаются путем периодических перекрытий потока жидкости, протекающей через вибратор. Сила удара зависит от расхода жидкости и от времени перекрытия ее потока. Возникающие большие перепады давлений изменяют физико-механические свойства коллектора, а также поверхностные, капиллярные и другие параметры пластовых жидкостей. Под влиянием виброударных волн

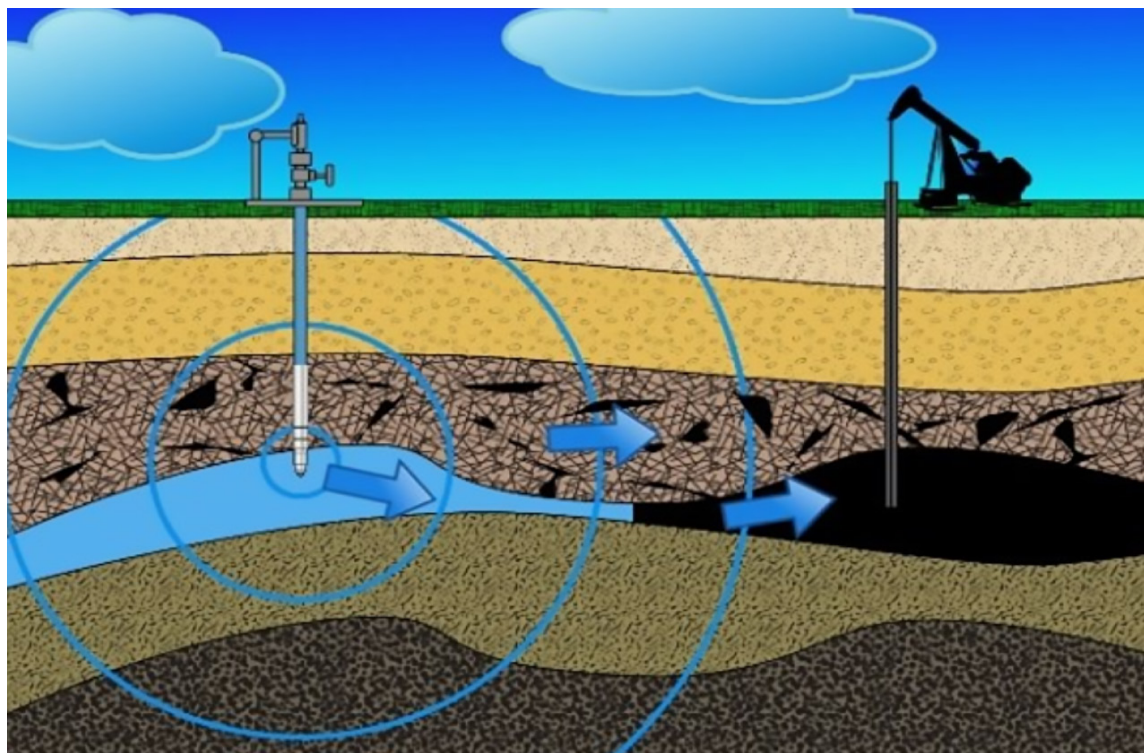


Рис. 72. Вибровоздействие на призабойную зону пласта [en.ppt-online.org]

снижается их вязкость и поверхностное натяжение, повышается проводимость пласта вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки ПЗП.

Вибровоздействие эффективно для скважин: с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны из-за частичного поглощения пластом при бурении глинистых и цементных растворов, утяжелителей, воды и т. д.; с низкой проницаемостью пород, но высоким пластовым давлением. Виброобработку целесообразно осуществлять также в скважинах, где планируется: кислотная обработка; гидроразрыв пласта; применение ПАВ для интенсификации притока флюидов. Такие работы не следует проводить в следующих скважинах: неисправных (с нарушенным фильтром, при обрывах и смятии колонн и т. д.); расположенных вблизи ВНК; с интенсивным поглощением жидкости и низким пластовым давлением [Попов, 1990; Дыбленко, Камалов, Шарифулин, Туфанов, 2000; Рузин, Морозюк, 2014].

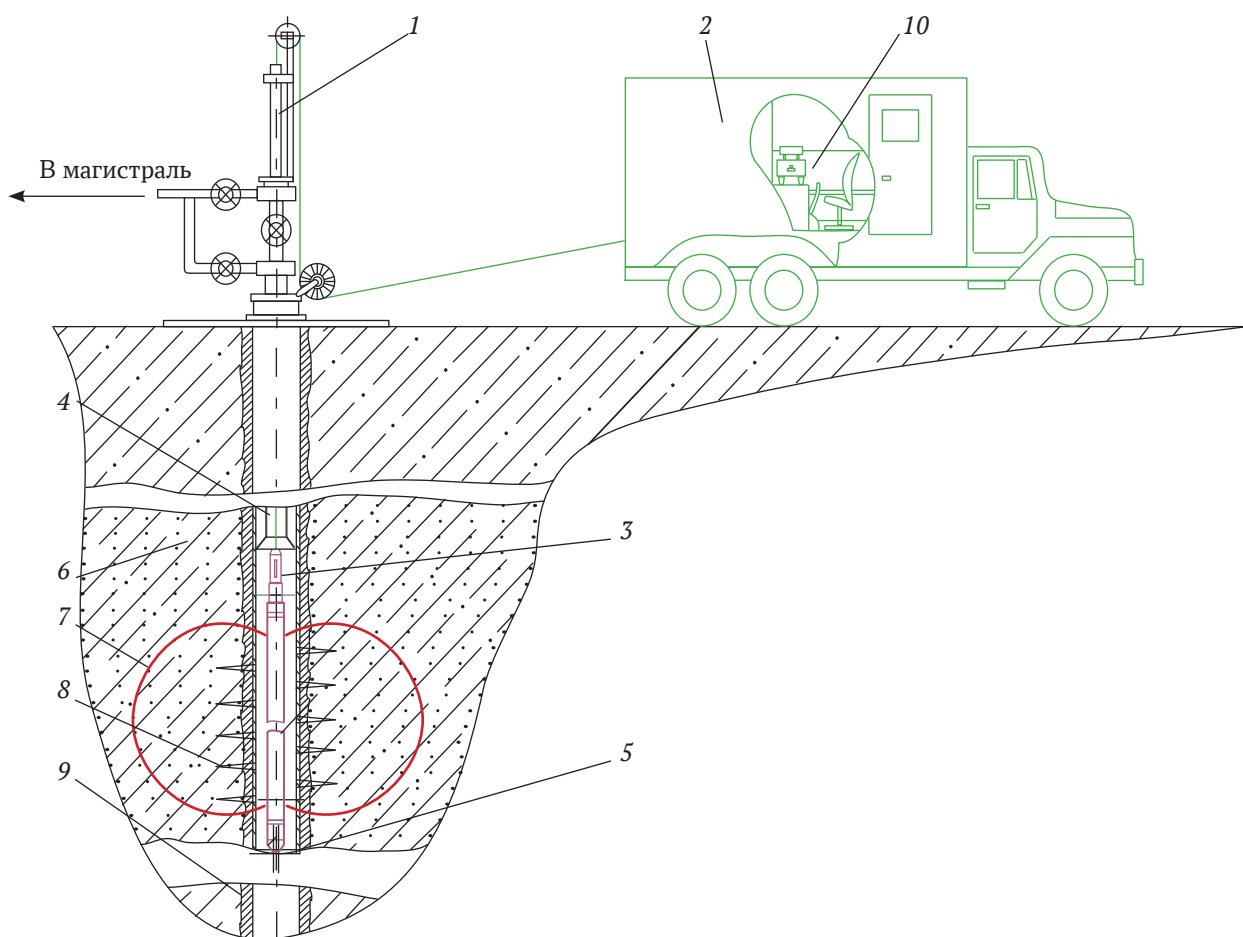


Рис. 73. Акустическое воздействие на призабойную зону пласта: 1 – лубрикатор; 2 – каротажный подъемник; 3 – акустический излучатель; 4 – НКТ; 5 – обсадная колонна; 6 – продуктивный пласт; 7 – направленность акустических колебаний; 8 – перфорационные отверстия; 9 – цементное кольцо; 10 – место оператора [sibgeoproyekt.ru]

Акустическая обработка скважин (рис. 73) основана на преобразовании переменного тока в энергию упругих волн. Высокая частота (20 кГц) и малая длина ультразвуковой волны позволяют распространять направленные пучки волн, переносящих значительную механическую энергию. При взаимодействии акустического поля с породами достигается: увеличение их проницаемости из-за изменения структуры пустотного пространства; разрушение отложений солей;

акустическая дегазация и снижение вязкости нефти; вовлечение в разработку слабопроницаемых и закупоренных участков пласта. Технология обеспечивает сохранение целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца, низкие затраты. Процесс является технически безопасным и экологически чистым. Время обработки одной скважины не более 8 ч.

Для этого метода в первую очередь рекомендуется выбирать скважины: со снижением дебитов более чем на 30 %; фильтрационной неоднородности по толщине пласта; отсутствии перетоков за колонной; наличии перемычек мощностью > 1 м, разделяющих интервал перфорации от водонасыщенного пласта и др.

Аппаратура для обработки скважин состоит из источника акустических колебаний и наземной геофизической станции, которая содержит генератор и орган управления частотой и интенсивностью акустического поля, создаваемого скважинным генератором. Спуск и подъем излучателя в интервал перфорации осуществляется каротажным подъемником на геофизическом кабеле. Режим работы скважинного снаряда может быть непрерывным и импульсным. При последнем шире спектр частот, что позволяет реализовать условия резонанса в обрабатываемой среде, и при этом амплитудное значение энергии в импульсе существенно выше, чем в непрерывном излучении. Успешность обработки достигает 80 % [Кузнецов, Ефимова, 1983; Попов, 1990; Акустические методы повышения..., 2002; Технология повышения нефтеотдачи..., 2010].

Существует технология совместного воздействия на продуктивный пласт (тепловое, физико-химическое, гидродинамическое и др.) с волновым. Волновое осуществляется путем размещения на забое нагнетательной скважины излучателя, возбуждающего колебания давления в потоке нагнетаемого в пласт агента (рис. 74). Частота генерируемых колебаний выбирается с учетом характеристик объекта и находится в диапазоне 100–10000 Гц. Формируемое волновое поле интенсифицирует процессы, протекающие в пласте, что повышает эффективность интегрированного воздействия. Последнее увеличивает зону охвата и подвижность флюида, тем самым возбуждая процесс фильтрации.

В результате суммарный эффект воздействия значительно превосходит результаты раздельного применения методов. Экспериментальные исследования технологии интегрированного воздействия (совмещения волнового влияния с внутрипластовым горением) подтвердили ее высокую эффективность: кратно увеличился дебит скважин, уменьшились удельные энергетические затраты, снизилась обводненность извлекаемой продукции.

Плазменно-импульсное воздействие — метод интенсификации добычи УВ, основанный на использовании резонансных свойств пласта. Он заключается в повышении проницаемости и пьезопроводности продуктивного горизонта за счет создания разветвленной системы микротрещин и изменения динамических характеристик флюида

(нефть, газ, конденсат, вода). При этом в пласте происходят следующие процессы: разогрев прискважинной зоны; ускорение гравитационного объединения нефти и газа; увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды; рост скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой — возникновение сейсмоакустической эмиссии в коллекторе, сопровождающейся образованием микротрещин; изменение в нем напряженного состояния и отсюда структуры порового пространства. Воздействие на добывающие скважины вызывает приток флюида к ним, а на нагнетательные — увеличивает их приемистость. Метод позволяет восстановить эксплуатацию залежей, на которых из-за разных причин добыча нефти или газа традиционными способами невозможна или малорентабельна. Также теоретически возможно использование метода для разработки трудноизвлекаемых запасов: высоковязких, сланцевых и пр.

Плазменно-импульсное воздействие осуществляется в естественных геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводненности скважины. В результате бурения и при разработке залежи ПЗП постепенно забивается посторонними веществами, снижающими нефтеотдачу. Поэтому для ее очистки применяют кислоты и микровзрывы, а проницаемость пласта повышают гидроразрывами — закачивают в скважину большое количество жидкости, чтобы резкое повышение давления в призабойной зоне вызвало образование трещин в пласте. Однако все эти методы имеют

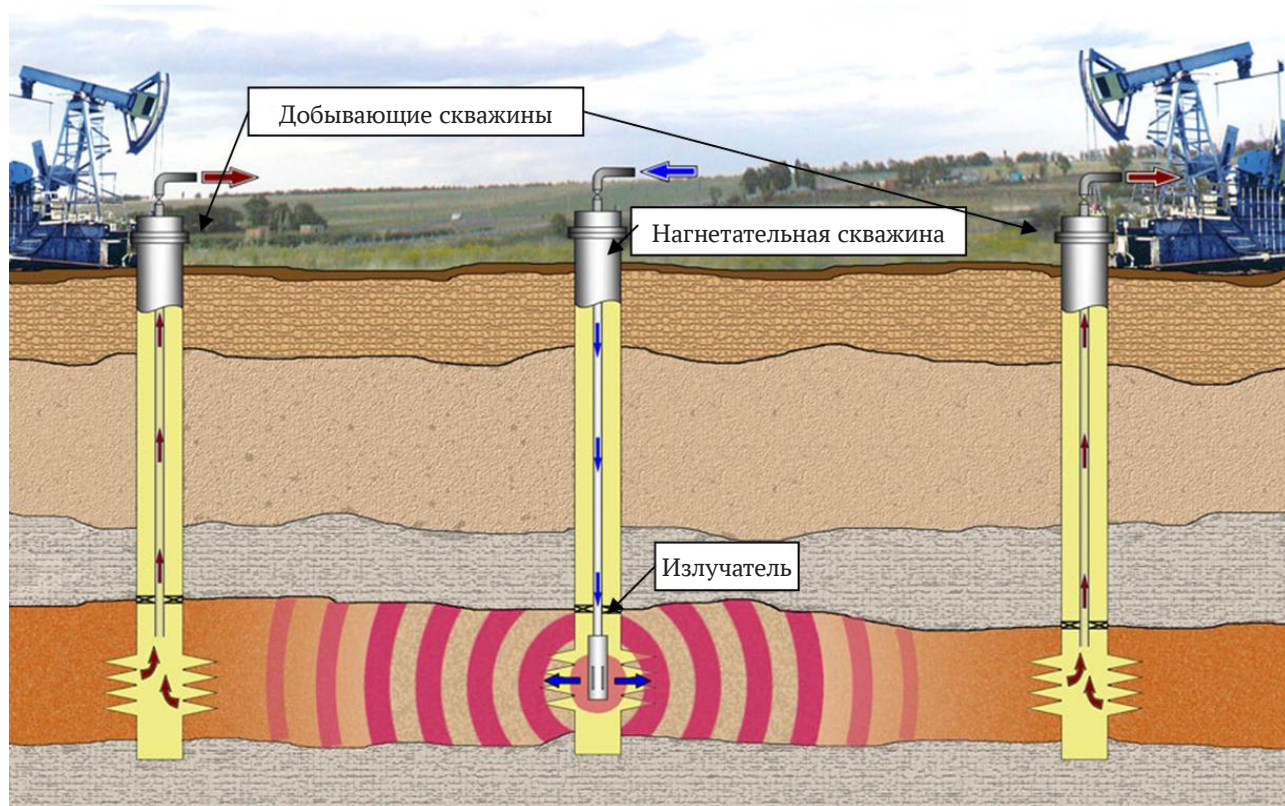


Рис. 74. Совместное (тепловое, физико-химическое, гидродинамическое, волновое и др.) воздействие на продуктивный пласт [ideasandmoney.ru]

свои недостатки и ограничения, и средний коэффициент извлечения ими нефти в России — 23–25 %. При использовании плазменно-импульсного воздействия повышается проницаемость ПЗП, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в ПЗП и фильтрационных каналах.

Плазменно-импульсное воздействие осуществляется с помощью генератора плазмы, представляющего собой трубку толщиной 102 мм и длиной 4 м. Внутри нее находятся аккумуляторы и система конденсаторов, накапливающая энергию. На рабочем конце расположен разрядник с бобиной калиброванной проволоки из специального сплава. Генератор опускается в скважину и управляется по электросигналу с поверхности. Электрический ток высокого напряжения (~ 3000 В) пропускается через электроды разрядника в интервале перфорации ствола скважины. При разряде за 55 мкс вся энергия поступает на проволоку, которая превращается в металлическую плазму, формирующую пульсирующий газовый пузырь с давлением до 550 атм (рис. 75). Электрическая дуга, характеризующаяся высокой степенью разложения молекул и ионизацией, приводит к образованию плазмы с мгновенным повышением температуры ($+25000$ – 28000 °С). Благодаря этому в течение нескольких микросекунд развивается высокое давление (~ 10000 кг/см²). Мгновенная ударная волна со скоростью выше скорости звука передается окружающей жидкости в скважине, что приводит к образованию скачка уплотнения.

Первые импульсы чистят перфорационные каналы, удаляя кольматант (порода, забивающая поры). Следующие распространяются по пласту, создавая микротрещины. Генератор плазмы выделяет значительное количество энергии с высокой температурой за короткий промежуток времени (50–53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое. За счет технологических ограничений ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов. Создаются вынужденные периодические колебания в продуктивном пласте со значительной амплитудой. При многократных повторениях разряда энергия ударной волны распространяется по твердому скелету пласта и в жидкости, превращаясь затем в продольные (упругие) волны. Они распространяются на большие расстояния от скважины и создают значительные эффекты, как в самой возбуждающей скважине, так и в расположенных в радиусе нескольких сот метров от нее. Резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении > 1500 м от очага воздействия. Эти технологии использовались для увеличения нефтедобычи и прежде, однако химические взрывы ограничены сериями лишь в несколько десятков за один спуск, и их невозможно точно дозировать по месту, времени и мощности. В то же время генератор плазмы способен сделать за один спуск до 1000 точных импульсов, резонансные колебания долго сохраняются, и все это время недра отдают нефть и газ. Плазменно-импульсное воздействие создает благоприятные условия для миграции флюидов в породах разной проницаемости. Образуются новые трещины и каналы в целиках, линзах, тупиковых зонах между скважинами, а также в обводненном пласте [Попов, 1990; Иванов, 2006; Рузин, Морозюк, 2014].

Особенности и преимущества плазменно-импульсного воздействия: экологическая чистота, работает в естественных геологических условиях без добавок реагентов; используется при любой обводненности скважин; улучшает проницаемость ПЗП добывающих и нагнетательных скважин и продуктивных пластов в целом; значительно увеличивает дебит нефти на объектах поздней стадии разработки; кратно повышает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения; воздействует на соседние с обрабатываемой скважины, которые увеличивают дебит; инициирует вызов притока жидкости в ствол на этапе освоения в коллекторах любой сложности; безопасен в эксплуатации; сокращает период освоения новой скважины и срок ввода ее в эксплуатацию.

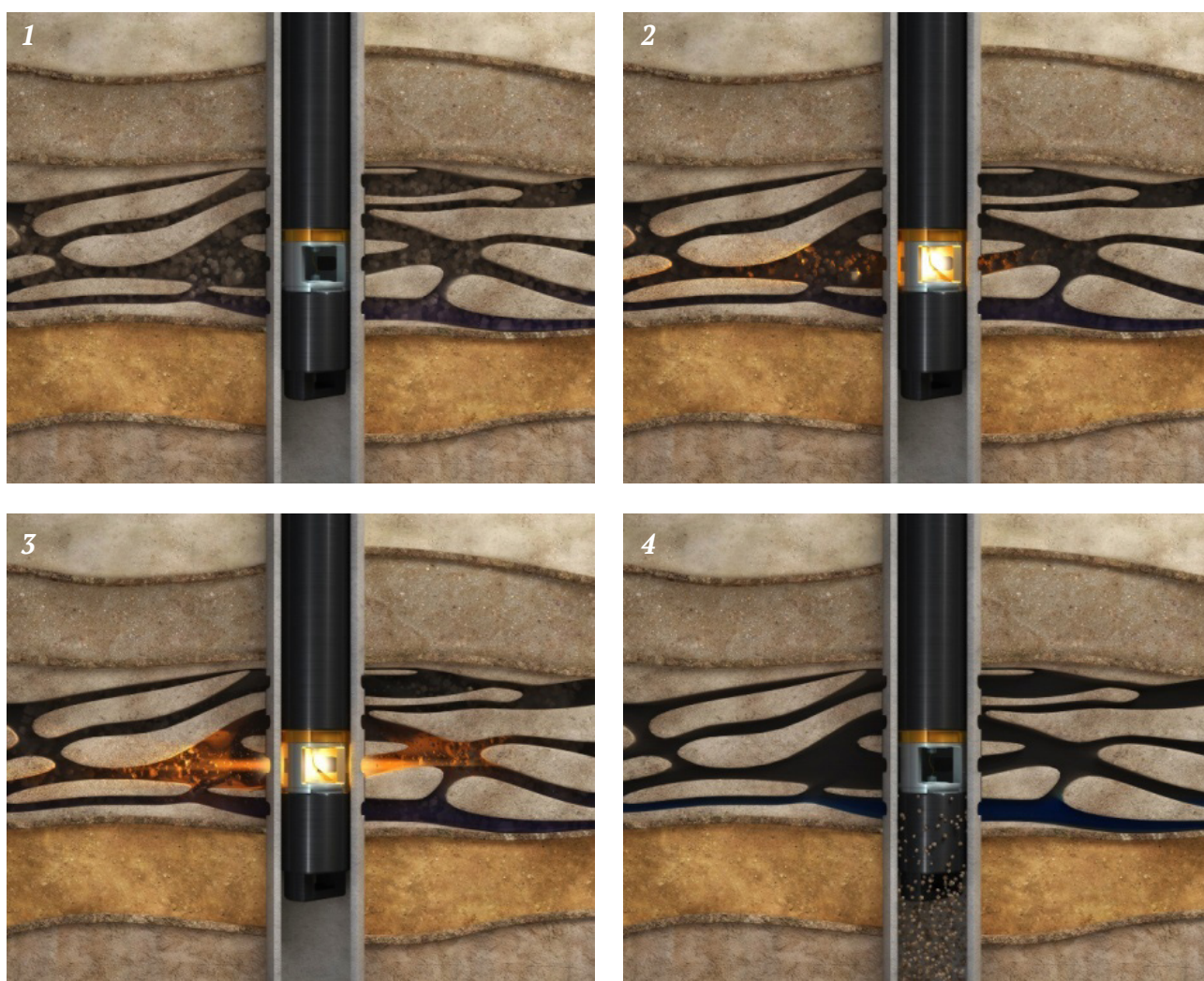


Рис. 75. Плазменно-импульсное воздействие на призабойную зону пласта: 1 – электроды замкнуты проводником, перфорационные каналы закольматированы; 2 – инициируется взрыв проводника, происходит образование плазмы; 3 – расширяющаяся плазма создает ударную волну, которая через перфорационные каналы проникает в призабойную зону и далее в пласт; 4 – сжатие и охлаждение плазмы приводит к выносу закупоривающих осадков в ствол скважины, а ударная волна переходит в объемную упругую волну [studfile.net]

Плазменно-импульсное воздействие органично совмещается со штатными промысловыми операциями подземного и капитального ремонта скважин и с операциями большинства традиционных методов обработок ПЗП. Генератор импульсов способен возбуждать на забое заполненной жидкостью скважины высокоамплитудные колебания давления в широком диапазоне частот, при этом частотный и амплитудный режимы генерации сохраняют стабильность и мало зависят от внешних условий. При импульсном режиме шире спектр частот, что позволяет реализовать условия резонанса в обрабатываемой среде, и при этом амплитудное значение энергии в импульсе существенно выше, чем в непрерывном излучении. Генераторы не создают чрезмерные ударные нагрузки внутри конструкций и не вызывают нарушений их технического состояния, а также целостности цементного кольца ствола. В радиусе влияния скважины образуются несколько разветвленных трещин, которые не смыкаются после снятия давления, поэтому, в отличие от гидроразрыва, отпадает необходимость их закрепления проппантом. Несмотря на успешные результаты, широкое распространение импульсно-ударных методов в промысловых условиях, основанных на использовании взрывчатых веществ, сдерживается их недостаточной эффективностью и проблемами безопасности.

6.4.3. Механические

Из механических методов чаще всего применяются торпедирование и гидроразрыв пласта. **Торпедирование** (или термогазохимическое воздействие) заключается в сжигании в стволе скважины взрывчатых веществ (тротил, нитроглицерин, динамит и др.), при взрыве которых выделяется много энергии и газообразных продуктов. В результате напротив продуктивного пласта образуется мощная ударная волна, которая через перфорационные отверстия в колонне проникает в породу и вызывает растрескивание в ее порах отложений солей, парафина и др. Пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, выносит разрушенные частицы пород из каналов. Процесс регулируется и может занимать от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и скорость выделения газа при сгорании снаряда, что определяет давление и температуру. Интенсивность процесса зависит и от количества сжигаемого заряда. При быстром горении (доли секунды) и образовании газов резко нарастает температура и давление (30–100 МПа), происходит механическое воздействие на пласт, приводящее к созданию в нем новых трещин и расширению существующих. Оно аналогично гидроразрыву пласта, но не требует закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

При медленном горении на забое создается высокая температура (до +350 °С) и происходит прогрев ПЗП. Нагретые взрывчатые газы проникают по порам и трещинам вглубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие при разработке залежи. При горении заряда образуется большое количество газообразных продуктов (в основном углекислый газ), которые, растворяясь в нефти, снижают ее вязкость и поверхностное натяжение на границе «вода — порода». Это способствует повышению дебита. Для усиления химического воздействия на карбонатные породы заряд сжигают

в растворе соляной кислоты, предварительно закачанной в скважину [Байбаков, Гарушев, 1988; Аширов, Выжигин, 1992].

На эффективность торпедирования влияют величины каверн, количество и глубины образовавшихся трещин. Радиус их распространения зависит от многих факторов: свойств породы и взрывчатого вещества, размера заряда и т. д. Торпедирование рекомендуется производить в крепких песчаниках, известняках и доломитах. Установлено, что в песчаниках средней крепости радиус не превышает 1,5–2,0 м, т. е. возможности метода для увеличения дебитов скважин ограничены. Выбор торпеды и величины заряда (шашки весом до 10 кг) определяют исходя из конкретных геологических условий. Проницаемость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создают заряды специальных взрывчатых веществ. При этом образуется сеть трещин в твердых породах, способствующая улучшению притока УВ в скважину. Однако следует помнить, что применение торпед большой мощности может привести к нарушению конструкции скважины.

Для увеличения интенсивности ударного импульса применяют заряды с меньшим временем сгорания, продукты которого (двуокись углерода, соляная кислота, вода, хлор, окислы азота) снижают вязкость нефти, тем самым увеличивая приток флюидов. Под влиянием импульса давление столба жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на ПЗП переменные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин, выносу в скважину загрязняющих поры частиц. Хорошие результаты дают взрывы шнурковых торпед, представляющие собой трубки длиной, равной мощности пласта. Развитие трещиноватости достигается многократными взрывами их напротив одного и того же интервала. Эффективно применение стеклянных торпед кумулятивного направленного действия. Они собираются в гирлянды длиной, равной мощности пласта или заданному интервалу его вскрытия. Каждая торпеда образует в пласте канал длиной до 30 см. При тонком переслаивании песчаников и глин рекомендуется делать каналы не горизонтальными, а наклонными, чтобы ими вскрыть за колонной все тонкие прослои песчаников [Пермяков, Шевкунов, 1971; Сидоров, 1982; Иванов, 2006].

Наиболее распространенным методом увеличения нефтеотдачи является **гидро-разрыв пласта** (ГРП), применение которого началось в середине XX в. Это дорогостоящая операция, поэтому перед ее выполнением необходимо тщательно подобрать скважины и приготовить требуемую жидкость разрыва. Перед ГРП должны быть изучены все имеющиеся материалы исследования скважин, при необходимости проведены дополнительные эксперименты. Процесс ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением (до 60 МПа), в результате чего происходит разрыв породы и образование новых или расширение существующих трещин. Они становятся проводниками нефти, значительно улучшая контакт скважины с пластом и расширяя площадь притока жидкости в ствол. Для их сохранения при снижении давления вместе с жидкостью закачивают проппанты (гранулы для расклинивания пласта), которые, попадая в трещины, препятствуют их смыканию. Обычно используют кварцевый песок, бокситы, окись циркония, керамические гранулы, стеклянные шарики, которые достаточно прочны и не разрушаются

при сжатию трещин. Наиболее часто применяют крупнозернистые, хорошо окатанные и однородные по составу кварцевые пески, не содержащие пылевых глинистых и карбонатных частиц. Для ГРП используют пески с крупностью зерен 0,5–1,0 мм при концентрации 400 г/л.

Гидроразрыву подвергают сцементированные песчаники, известняки и доломиты, но данный метод не применяют к глинам, рыхлым пескам и многим сланцам. После закачки наполнителя в трещины скважину оставляют под давлением — необходимо дать выдержку, чтобы система перешла в устойчивое состояние. Проппант должен закрепиться в трещинах, иначе после пуска скважины наполнитель может вывести из строя оборудование. Перед началом операции нужно рассчитать давление закачки на устье скважины. Давление разрыва должно превышать горное, и оно зависит от типа коллектора, геологического строения прискважинной зоны, толщины пласта [Муравьев, 1977].

Процесс ГРП состоит из последовательных закачек в скважину следующих жидкостей: разрыва для создания трещин в пласте; с песком; продавочной для внедрения песка в пласт (рис. 76). Обычно для разрыва и песконосителя применяют одну и ту же жидкость: вязкую нефть; мазут или его смесь с нефтью; дизельное топливо; воду;

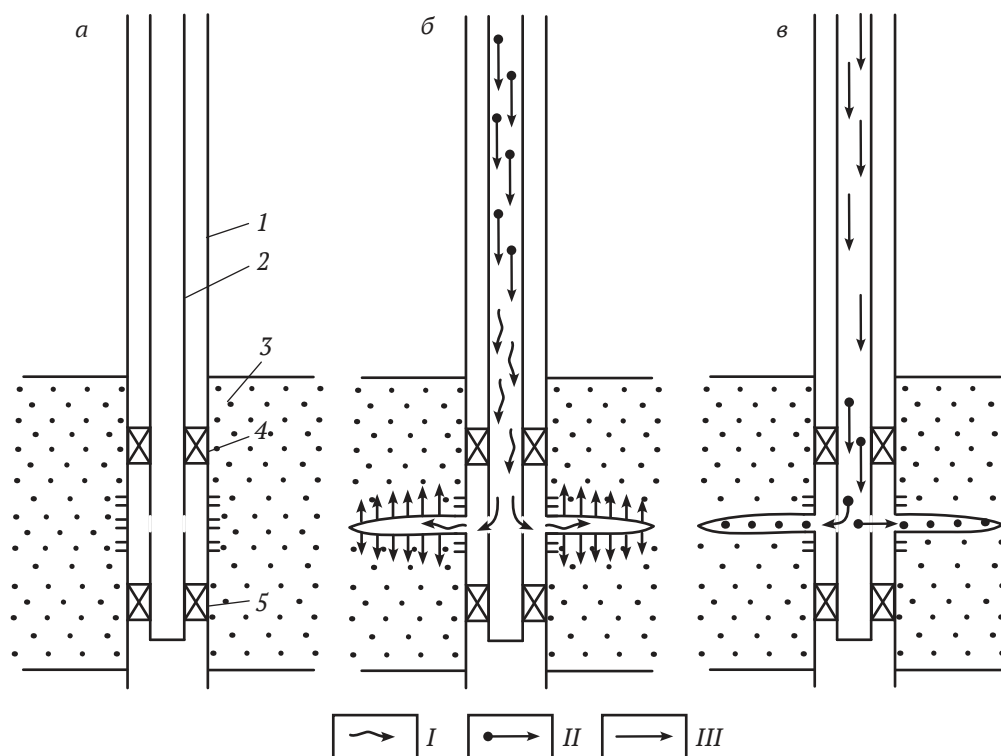


Рис. 76. Гидроразрыв пласта: а — установка пакеров; б — создание трещин в пласте; в — закачка песка; 1 — обсадная колонна; 2 — буровые трубы; 3 — продуктивный пласт; 4 — верхний и нижний пакеры. Жидкости: I — разрыва; II — песконоситель; III — продавочная [en.ppt-online.org]

водный раствор сульфит-целлюлозной барды; раствор соляной кислоты и др. Общими для всех жидкостей являются следующие требования.

1. Не должны снижать проницаемость пласта, поэтому в нефтяных скважинах применяют жидкости на углеводородной основе (вязкая нефть, керосин, дизельное топливо, нефтекислотные эмульсии и др.).
2. Не должны содержать посторонних механических примесей и при контакте с пластовыми жидкостями и породой формировать нерастворимые осадки.
3. Должны обладать свойствами для наиболее полного удаления нерастворимых остатков из созданных трещин и пор.
4. Их вязкость должна быть стабильна в период обработки ПЗП.
5. Должны быть дешевыми и недефицитными.

Процесс ГРП зависит от физических свойств жидкости разрыва, а также от вязкости, фильтруемости и способности удерживать песок во взвешенном состоянии. Протяженность трещин может достигать нескольких метров, а ширина 1–4 мм. Они связывают скважину с удаленными от ПЗП нефтенасыщенными зонами, которые до образования трещин активно в разработку не вовлекались, тем самым увеличивается коэффициент охвата пласта по площади. В среднем однократный гидроразрыв позволя-

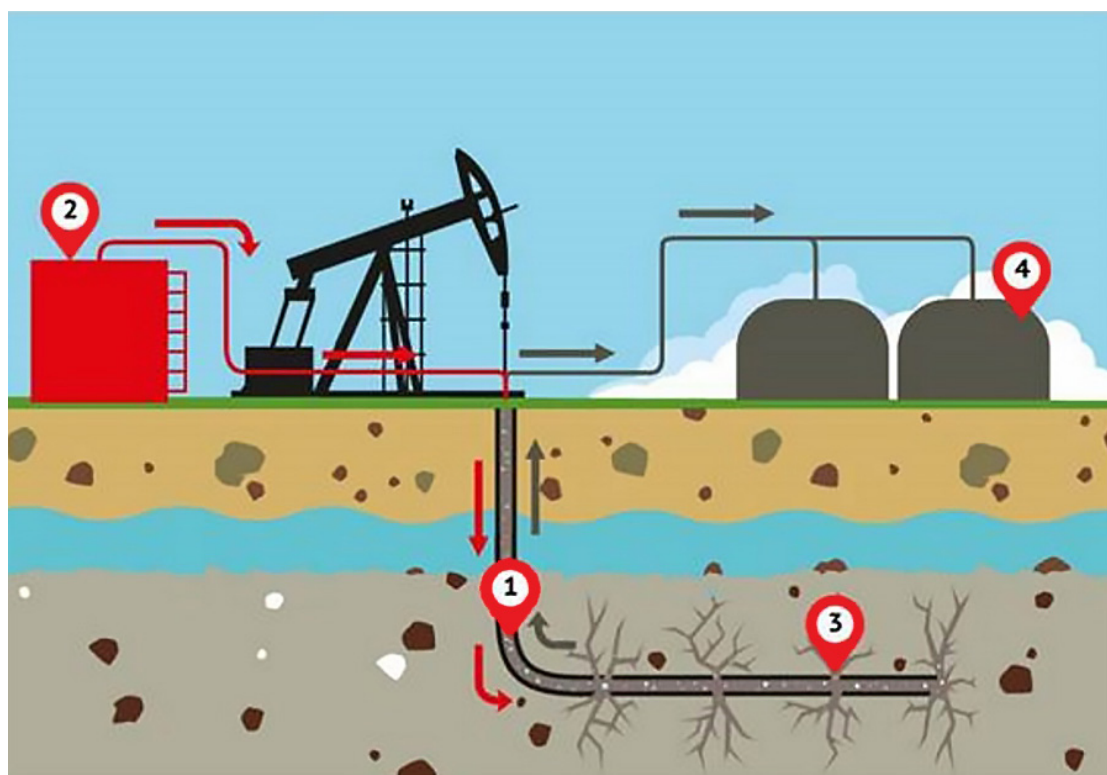


Рис. 77. Многостадийный ГРП наиболее эффективен на горизонтальных скважинах (1); под давлением в скважину закачивается гидрогель с пропантом, который через специальные отверстия проникает в пласт (2); это приводит к разрыву пласта и образованию множественных трещин, по которым нефть, встречая наименьшее сопротивление, поступает к скважине (3); УВ поступают на поверхность в систему сбора (4)
[адаптировано из www.riatomsk.ru]

ет увеличить дебит нефтяных скважин в 2–3 раза. В горизонтальной скважине может быть одновременно проведено несколько ГРП — многостадийный гидроразрыв пласта (рис. 77). На сланцевых залежах в горизонтальных скважинах этих стадий может быть несколько десятков, количество определяется экономической целесообразностью и геологическими особенностями коллектора. Многостадийный гидроразрыв — пока единственный проверенный способ разработки месторождений, относящихся к трудноизвлекаемым запасам. Сюда входят и объекты, где фильтрационные свойства пластов не могут обеспечить хорошие притоки при применении обычных методов разработки. Многостадийный ГРП может дать им новую жизнь, например, баженовская свита Западной Сибири [Иванов, 2006].

Гидроразрыв — один из самых эффективных методов интенсификации притока флюида, после проведения которого дебит скважины обычно резко возрастает. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча флюидов традиционными способами уже невозможна или нерентабельна. Достоинствами ГРП являются: возможность применения на площадях с разнообразным геологическим строением; воздействие как на всю залежь, так и на отдельный участок; эффективное снижение гидравлического сопротивления в ПЗП; вовлечение в разработку слабопроницаемых зон; дешевая жидкость (вода); высокая рентабельность. Выделяют следующие области применения ГРП: интенсификация дебита скважин с загрязненной призабойной зоной в пластах разной проницаемости, разработка неоднородных по структуре залежей; улучшение гидродинамической связи скважины с естественной системой трещин в коллекторе; расширение зоны притока пластового флюида; изменение фильтрационных потоков в нагнетательных скважинах; восстановление параметров скважин, не поддающихся воздействию другими методами. Не подходят для ГРП газонефтяные зоны со следующими особенностями: быстрое конусообразное подтягивание пластовой воды к забою; резкие прорывы флюидов в ствол; истощенные пласты с малыми запасами; мелкие нефтенасыщенные линзы. К недостаткам метода относятся: необходимость в больших аходы, песка, химикатов; неконтролируемое создание трещин в породе; возможный вынос проппанта из трещин при запуске скважин с большими дебитами после ГРП, из-за чего они закрываются и снижается нефтеотдача; риск появления неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды. Не следует проводить ГРП в технически неисправных скважинах (нарушен фильтр, смята колонна) или расположенных вблизи водо- и газонефтяного контура во избежание преждевременного обводнения нефтяных залежей или прорыва газа. В карбонатных коллекторах иногда используют комбинацию гидроразрыва и кислотной обработки ПЗП. В образовавшуюся трещину задавливаются не песок, а сгущенная кислота. Войдя в трещину, она выедает неровности в ее стенках, а после того как давление снимается, стенки трещины уже не смыкаются плотно, и она представляет собой дренажный канал [Пермяков, Шевкунов, 1971].

Биотехнологические методы увеличения нефтеотдачи основаны на биологических процессах с использованием микробных объектов: микроорганизмов, утилизирующих УВ; минеральных питательных веществ (гранулированные неорганические элементы, в которых присутствуют азот, калий, фосфор и микроэлементы); биоката-

лизаторов (ферментные вещества, биологические ПАВ). Закачанные в пласт микроорганизмы перерабатывают УВ нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности: спирты, растворители и слабые кислоты, способствующие понижению вязкости и температуры текучести нефти, а также удаляющие парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород (рис. 78), при этом увеличивается проницаемость последних; биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при заводнении; биологические ПАВ, делающие поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы; газы, увеличивающие давление внутри пласта и помогающие продвигать нефть к стволу. Биотехнологические методы отслеживают влияние микроорганизмов (бактерий), попавших в ПЗП вместе с буровым раствором или жидкостью для поддержания давления. Они также используются: для очистки от парафина ствола скважины, ПЗП; регулирования притока и приемистости (динамичности); увеличения пористости и проницаемости ПЗП. Для этого в скважину вводятся специальные микроорганизмы, часто вместе с питательной средой (например, отходы свеклосахарного производства). Источником углерода для бактерий может быть и нефть.

Для активизации деятельности микроорганизмов иногда закачивают растворы солей азота и фосфора. Бактерии могут образовывать газы (CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2 , H_2S), органические и жирные кислоты, растворители (ацетон, метанол и др.), полимеры ПАВ и другие вещества. В результате происходит деструкция тяжелых фракций нефти, углеводородная фаза уменьшается, породы частично растворяются, изменяется поверхностное натяжение на границе фаз. Могут образовываться или разрушаться нефтяные эмульсии, в некоторых случаях происходит закупорка поровых каналов [Бирюков, 2004].

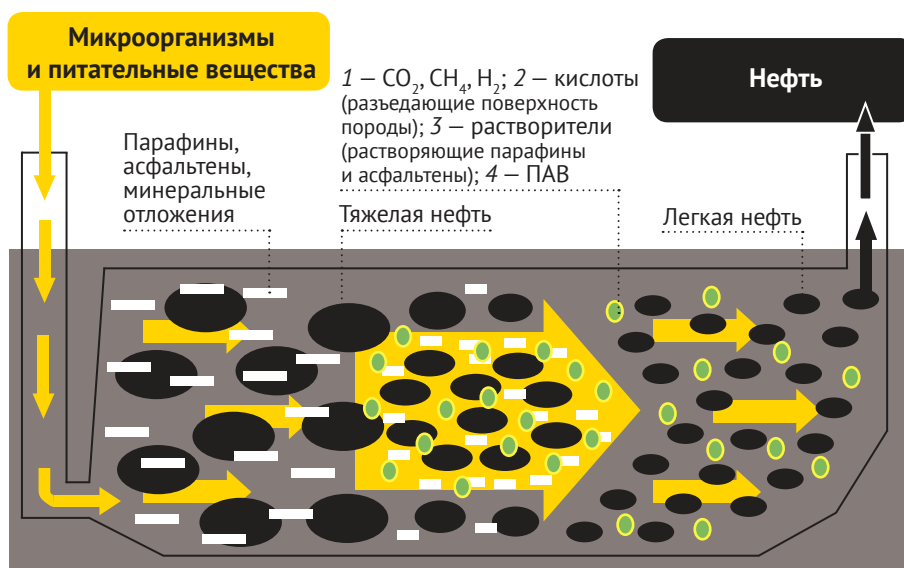


Рис. 78. Использование биотехнологических методов для увеличения нефтеотдачи пласта [адаптировано из: J.T. Portwood, Alpha Environmental Midcontinent, Inc., 2007]

Следует отметить, что многие из применяемых методов воздействия на ПЗП носят комбинированный характер. Причем они могут состоять как из чисто физических, так и физико-химических и физико-биологических методов. Термокислотная обработка, гидрокислотный разрыв, вибровоздействие с кислотным раствором, ГРП с закачкой микроорганизмов, разрыв пласта давлением пороховых газов, термогазохимическое воздействие — далеко не полный перечень комбинированных способов. Поэтому применяемый метод не всегда можно отнести к рассмотренным выше видам. Использование ГРП дает хороший эффект, однако этот способ довольно затратный и в нем задействовано много механизмов, особенно зимой. Для прогрева призабойной зоны применяются электронагреватели, спускаемые в скважину на кабеле.

Наиболее простой способ разогрева ПЗП — это циркуляция горячей нефти или дизельного топлива через НКТ и ЗП. Он обеспечивает вымывание из призабойной зоны продуктов разогрева (смола, парафин и др.). Термогазохимическое воздействие позволяет разогреть парафинисто-смолистые отложения в ПЗП и в порах пласта за счет создаваемого давления пороховыми горячими газами. Одним из способов воздействия на пласты является гидравлическая вибрация. Практика показывает, что виброобработка нагнетательных скважин увеличивает их приемистость, но из-за дополнительного подъема НКТ метод редко используется. Нефтедобывающие предприятия стали широко использовать наклонное, веерное, горизонтальное бурение из старых стволов скважин. Это мероприятие приносит хорошие результаты: достаточно много скважин, выполнивших свое назначение, начинают давать продукцию. Перспективное направление по вторичному вскрытию пластов — сверление эксплуатационной колонны. Это позволяет проникать вглубь пласта на 10–15 м, исключая растрескивание цементного кольца за колонной [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

Все рассмотренные методы характеризуются разной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов. Так, по России КИН тепловых методов составляет 15–30 %, газовых 5–15 %, химических 25–35 %, физических 9–12 %, гидродинамических 7–15 %. Применение современных методов позволяет увеличить КИН до 30–70 %, тогда как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) в среднем не более 20–25 %, а при вторичных (закачка и закачка газа для поддержания давления) 25–35 %.



ГЛАВА 7

КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ, СОСТОЯНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ, ПАРАМЕТРАМИ ЗАЛЕЖЕЙ

7.1. Подземный ремонт скважин

При эксплуатации скважин могут возникать неполадки как с поверхностным, так и с подземным оборудованием. Без принятия соответствующих мер это обычно приводит к нарушению или полному срыву их работы. Комплекс работ, включающий ремонт или замену подземного оборудования, очистку забоя и труб от песка, парафина и других отложений, а также проведение геолого-технических мероприятий, связанных с предупреждением и устранением неисправностей скважинного оборудования и ствола, называется подземным ремонтом скважин (ПРС). Его цели заключаются: в поддержании в рабочем состоянии скважин; вводе их из бурения и простоя; разработке мер по увеличению добычи нефти; снижении продолжительности ремонта скважин и увеличению их межремонтного периода.

В большинстве случаев ПРС имеет планово-предупредительный характер и выполняется по специальному графику. Время, затрачиваемое на эти работы, а также на различные простои учитывается коэффициентом эксплуатации действующего фонда скважин, т. е. отношением времени фактической их работы к общему календарному времени за какой-то период. В среднем по нефтяной промышленности годовые коэффициенты эксплуатации скважин составляют 0,95–0,96, а непроизводительное время (ремонтные работы, простои) — 4–5 % от ее общего календарного времени. Больше половины этого времени занимают подземные ремонты, т. е. работы в скважинах, связанные со спуском в них и подъемом труб, штанг или каких-либо инструментов. ПРС в зависимости от вида и сложности работ условно разделяют на текущий и капитальный [Долгов, 1997; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013; Дмитриев, Хорев, 2021].

Текущий ремонт — мероприятия, направленные на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, изменение режима эксплуатации скважины, очистку оборудования, стенок и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии). По характеру и последовательности

проведения операций текущий ремонт подразделяют на комплексы подготовительных, основных и заключительных работ, которые выполняют специализированные бригады по ПРС. К *подготовительным* относятся: прием скважины из эксплуатации; ее глушение; перемещение ремонтного оборудования; планировка территории рабочей зоны; монтаж подъемной установки; демонтаж устьевого оснастки. *Основные*: промывка насоса; смена НКТ или штанг; ликвидация обрыва или отвинчивания штанг (в том числе утечки в подъемных трубах); чистка или промывка скважины для удаления песчаной пробки; изменение погружения в жидкость колонны подъемных труб и снятие с их поверхности парафина и других отложений; проверка пусковых приспособлений; спуск или подъем погружных электронасосов, их ремонт или профилактика; спуск или замена пакера и др. *Заключительные*: сборка устьевого арматуры; ее очистка, ремонтного оборудования и инструмента от накопленных отложений; пуск и освоение скважины; сдача ее в эксплуатацию; демонтаж оборудования.

Указанные работы по ПРС могут осуществляться отдельно согласно графикам и техническим нарядам, либо одновременно выполняется несколько видов ремонта за один цикл. Так, если на забое обнаружена песчаная пробка, то при смене насоса до спуска нового скважину промывают для ее удаления. Иначе уровень жидкости может оказаться ниже предполагаемого. Следовательно, необходимо изменить глубину погружения колонны подъемных труб. Одновременно можно уточнить интервал спуска насоса, очистить защитные приспособления, проверить герметичность труб и т. д. Если при ремонте компрессорной скважины установлено, что трубы второго разряда оказались засолёнными, их меняют. Таким образом осуществляется несколько видов ремонта: подъем труб второго ряда; замена части труб; промывка скважины для ликвидации песчаной пробки; изменение погружения подъемных труб и насоса.

Перед началом ремонтных работ глушат скважины с $P_{пл.}$ выше или ниже гидростатического, но в последнем случае сохраняются условия фонтанирования или нефтегазопроявления. Требования, предъявляемые к жидкостям для глушения скважин:

- ее плотность должна быть определена из расчета создания столбом раствора давления, превышающего пластовое;
- жидкость должна быть химически инертна к породам, совместима с пластовыми флюидами и исключать необратимое загрязнение пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим (замедляющим) действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание;
- не должна создавать водных барьеров и способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения — пластовый флюид»;
- не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий; вязкостные структурно-механические свойства должны регулироваться для предотвращения поглощения ее пластом; должна обладать низким коррозионным воздействием на оборудование;
- должна быть термостабильной при высоких температурах и морозоустойчивой в зимних условиях;
- должна быть негорючей, пожаробезопасной, нетоксичной; технологичной в приготовлении и использовании.

Глушение скважины осуществляется заменой скважинной жидкости на жидкость глушения. Закрывают задвижку и подают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатационной колонны от насоса до забоя. Эта операция допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без циркуляции. Если частичная замена жидкости недопустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение. Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения прямой или обратной промывкой эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодавления на пласт. Через 1–2 ч при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной. Глушение скважин, оборудованных электроцентробежными и штанговыми насосами, при необходимости производят в два и более приемов после остановки насоса и снятия циркуляционного клапана. Чем качественнее ремонт скважин, тем больше межремонтный период и эффективнее их эксплуатация.

Текущий ремонт подразделяется на планово-предупредительный (профилактический) и внеплановый. Первый проводится с целью: профилактического осмотра; выявления и устранения отдельных нарушений в работе скважины; предупреждения отклонений от заданных режимов эксплуатации, вызванных возможными неполадками в работе как подземного, так и скважинного оборудования. Он предусматривает мероприятия по заранее составленному графику, включающие проверку, ремонт, частичную или полную замену подземного оборудования, а также очистку труб и забоя. Внеплановый (восстановительный) ремонт — это комплекс мероприятий по устранению различных неполадок в работе подземного оборудования, происшедших в межремонтный период и вызвавших резкое ухудшение режима эксплуатации скважин или их остановку. К таким неполадкам относятся: обрыв или отвинчивание насосных штанг; отказ работы глубинного насоса; течь труб и т. д. [Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013; Дмитриев, Хорев, 2021].

Капитальный ремонт скважин включает наиболее сложные виды подземных работ, часто требующие применения специального оборудования (буровых станков, турбобуров, буровых труб, цементируемых агрегатов и т. п.). К нему относятся операции: по восстановлению работоспособности обсадных и эксплуатационных колонн, цементного кольца; ликвидации сложных аварий в скважине (извлечение обрванных труб); устранению аварий, случившихся в процессе работы или ремонта; изоляции пластовых вод; спуску и подъему оборудования при раздельной эксплуатации и закачке; переходу на другой продуктивный объект; комплексу подземных работ, связанных с бурением, в том числе проходка боковых стволов; всем видам воздействия на ПЗП для увеличения притока флюидов; изучению и переводу скважин на другое назначение и т. п. Капитальный ремонт предназначен для реализации комплекса геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта и устранение аварий подземного оборудования, случившихся при эксплуатации скважин. Он направлен как на поддержание действующего фонда скважин в работоспособном состоянии, так и на ввод в эксплуатацию простаивавших из-за ликвидации аварий. Такие работы выполняют специальные бригады по капитальному ремонту скважин. В их обязанность

входят все операции по обработке призабойных зон (гидравлический разрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, кислотная обработка скважин, вибровоздействие и др.). Наиболее характерные работы при капитальном ремонте: ремонтно-изоляционные, ремонтно-исправительные, ловильные.

Ремонтно-изоляционные работы — ликвидация прорыва в ствол посторонних вод (верхних или нижних относительно нефтяного горизонта). Приток такой воды в скважину обычно ликвидируют цементированием ее ствола в заданном интервале. При прорыве верхних вод проводят цементирование ЗП под давлением. В случае притока подопешенных вод применяют различные способы изоляции: обычное цементирование нижней части скважины с подъемом фильтровой зоны на вышележащие слои; нагнетание в пласт цементных растворов; ГРП с последующей закачкой в пласт реагента, образующего при взаимодействии с пластовой водой водонепроницаемую зону и т. п. Для всех видов цементирования используют тампонажный цемент такого же качества, что и при бурении. Количество воды, применяемое при затворении цемента, обычно составляет 40–50 % от массы сухого цемента. Перед цементированием предварительно рассчитывают требуемое количество цементного раствора и воды, необходимой для его продавливания в пласт [Муравьев, 1977; Долгов, 1997].

Ремонтно-исправительные работы — ликвидация вмятин, сломов и трещин в колоннах и частичная их замена. Повреждения эксплуатационной колонны происходят по разным причинам: 1) на каком-то участке она может быть ослаблена из-за уменьшения толщины стенки трубы или дефекта в резьбовом соединении, либо здесь же сказалось разрушительное действие напора вод или давление породы; 2) при резком снижении уровня жидкости в скважине внешнее давление способно превысить допустимое и повредить колонну. Кроме того, в процессе эксплуатации скважины при выносе из ее призабойной зоны большого количества песка могут происходить обвалы пород, залегающих выше дренируемого пласта, что также приводит к смятию и слому колонны. Поврежденные участки обрабатывают правочными долотами или специальными оправками, спускаемыми в скважину на трубах. Если устранить дефект в колонне ими не удастся, то смятие ликвидируют плоскими или коническими фрезерами. Выправленный участок укрепляют цементным кольцом, для чего за колонну под давлением нагнетают тампонажный раствор.

Ловильные работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента занимают особое место в капитальном ремонте. Наиболее сложны работы по захвату и извлечению труб, так как колонна НКТ, упавшая в скважину, при ударе о забой изгибается по всей длине и заклинивается в стволе. Кроме того, иногда трубы при ударе о забой ломаются в нескольких местах и располагаются в скважине рядами. Трубы могут также врезаться в песчаную пробку на забое (если она имеется). Для захвата и извлечения упавших труб существует множество разнообразных ловильных инструментов: крючки, пауки, колокола, труболовки, овершоты, метчики и т. п. Работы по ликвидации скважин после прекращения их эксплуатации также относятся к капитальным подземным работам. В этом случае обычно вырезают и извлекают спущенные обсадные трубы, а ствол цементируют, заливают глинистым раствором или засыпают глиной (в зависимости от геологических особенностей скважины) [Муравьев, 1977].

Существует понятие *межремонтный* период скважины, т. е. время ее фактической эксплуатации между двумя последовательно проводимыми текущими подземными ремонтами. Он определяется делением числа скважино-дней, отработанных в течение выбранного этапа (квартал, полгода), на число подземных ремонтов, проведенных за это время в скважине. Различают плановый и фактический межремонтные периоды. Первый определяется проектным числом планово-предупредительных ремонтов с учетом средней продолжительности каждого его вида, а фактический — исходя из планово-предупредительных и внеплановых ремонтов. Работники цехов по подземному ремонту разрабатывают и проводят мероприятия, способствующие максимальному удлинению межремонтного периода и повышению коэффициента эксплуатации скважин, обеспечению работы на установленном технологическом режиме, их качественному ремонту и росту добычи нефти при наименьших затратах.

Рассмотрим некоторые операции подземного ремонта. Эксплуатация скважин иногда нарушается образованием песчаных пробок на забое, которые необходимо удалить для возобновления работы. В неглубоких скважинах пробки небольшой мощности обычно удаляют простой желонкой, которая представляет собой трубу диаметром 75–100 мм с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и с дужкой для крепления каната на верхнем. Длина такой трубы обычно не более 8–12 м. Желонку спускают в скважину на канате. Когда до пробки остается 10–15 м, тормоз лебедки освобождают, и желонка под собственной тяжестью ударяется о песчаную пробку. При этом клапан открывается, и песчаная смесь входит в желонку. Для большего наполнения ее несколько раз ударяют о пробку. Подняв на поверхность, ее ставят клапаном на острый стержень, укрепленный в полу буровой, в результате чего клапан открывается и из желонки выходит грязь. Кроме простой желонки используются и желонки поршневого действия, в которых захват песка с забоя происходит в результате создания вакуума в ее рабочей полости при движении поршня вверх. Применяют также автоматические желонки, действие которых основано на создании резкого перепада давления на забое и в рабочей полости желонки.

Очистка ствола от песчаных пробок желонками — длительная и малоэффективная операция, так как за каждый рейс желонки на поверхность извлекается мало песка. Кроме того, при этом изнашивается канат, портится эксплуатационная колонна в результате трения об нее каната. Желательно удалять песчаную пробку из скважины промывкой водой или нефтью. При этом в скважину до пробки спускают колонну промывочных труб, через которые (или по ЗП) под давлением прокачивается жидкость, и ее струей пробка размывается. Рыхлая порода вместе с жидкостью поднимается по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб или непосредственно по трубам. Способ, при котором промывочная жидкость нагнетается в трубы, а смесь размытой породы и жидкости выходит на поверхность по межтрубному пространству между обсадной колонной и промывочными трубами, называется прямой промывкой. При обратной промывочная жидкость нагнетается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и промывочными трубами, а частицы породы удаляются по подъемным трубам. В качестве промывочных труб используют обычные НКТ. Для промывки скважин применяют насосы, смонтированные на автомашине или

тракторе и работающие от их двигателя. Такие установки называются промывочными агрегатами. При промывке скважины их устанавливают около нее, а подачу жидкости регулируют переключением скоростей двигателя [Долгов, 1997].

Все подземные ремонты скважин, а также операции по обработке призабойных зон сопровождаются спуском и подъемом в них труб, штанг, различных инструментов. Поэтому над устьем скважины на время проведения ремонтных работ ставят подъемное сооружение (вышки или мачты) соответствующей высоты и подъемный механизм (лебедки, размещенные на тракторе или автомобиле). Вышка оснащается обычным полиспастом или талевой системой с крюком, на который подвешивается поднимаемый груз (трубы, штанги). Неподвижные ролики полиспаста, собранные в один узел (кронблок), устанавливают на верхней площадке вышки. Обычно все ролики кронблока свободно насажены на один вал, укрепленный на массивной раме. В кронблоке бывает от трех до пяти роликов, в зависимости от требуемой грузоподъемности талевой системы. Подвижные ролики талевой системы также собраны в один узел (талевый блок). Ролики свободно насажены на одном валу. Талевый блок висит на стальном канате, который пропускается через ролик кронблока. Неподвижный конец каната закреплен у основания вышки, а подвижный — у барабана лебедки. Для предупреждения опрокидывания вышки при подъеме или спуске колонны труб подвижный конец каната перед закреплением его у барабана лебедки чаще всего пропускается через оттяжной ролик, прикрепленный у основания вышки.

Таким образом, талевый блок, крюк и подвешенные на нем трубы висят на нескольких канатах — струнах. Число их обычно составляет 2–10, в соответствии с этим нагрузка на рабочий конец каната и на лебедку в 2–10 раз меньше силы тяжести груза, висящего на крюке. При вращении барабана лебедки канат навивается на него, и происходит подъем труб. Спуск производится под действием их силы тяжести с возможным торможением. Трубы и штанги при подъеме из скважины обычно укладывают на мостки и стеллажи, сооружаемые наклонно у вышки или мачты. Иногда трубы и штанги размещают вертикально внутри фонаря вышки в специальной люстре. При спуске или подъеме желонки при очистке скважины от песчаной пробки, поршня при поршневании, насосных штанг, спускаемых на небольшую глубину, и т. п. канат от барабана лебедки пропускают через оттяжной ролик и перекидывают через один верхний ролик на кронблоке. При промывке песчаных пробок и обработках ПЗП, связанных с закачкой в скважину жидкостей, кроме подъемника устанавливают также насосные агрегаты. Во время работ, связанных с вращением колонны труб (например, при разбурировании цементной пробки), над устьем скважины, как и при бурении, устанавливают ротор.

Использовать стационарные вышки и мачты нерационально, так как ремонтные работы на каждой скважине проводятся всего лишь несколько дней в году, а остальное время эти сооружения бездействуют, хотя тратятся большие средства на их содержание. В связи с этим скважины вводятся в эксплуатацию в расчете на выполнение подземных ремонтов в них с помощью передвижных мачт, доставляемых к ним лишь на время ремонта. Существуют различные по конструкции передвижные мачты, транспортируемые обычно тракторами. В большинстве случаев для подземных ремонтов применяют подъемные агрегаты, имеющие собственные мачты. В скважинах, оборудованных

стационарными или передвижными вышками и мачтами, используют самоходные механизированные лебедки, смонтированные на тракторе. Двигатель трактора используется при этом для привода лебедки. Мощность отбирается от выводного вала трактора и через реверсирующее устройство и коробку скоростей передается на вал лебедки и от него через фрикционную муфту на барабан лебедки. Замедляют и останавливают вращение барабана ленточными тормозами [Бухаленко, 2016].

Подземный ремонт возглавляет старший мастер по сложным работам, имеющий двух заместителей по подготовке скважин к текущему и капитальному ремонтам. Бригада состоит из операторов по подготовке скважин к ремонтам, вышкомонтажников и подсобных рабочих. Работают обычно в две смены, а бригада инструментальной площадки — в одну. Кроме дежурных и рабочих в нее входят слесари по турбобурам, слесари-инструментальщики, бурильщики капитального ремонта скважин, мойщики спецодежды и подсобные рабочие.

К основным функциям бригад подземного ремонта скважин относятся: монтаж и демонтаж оборудования, а также его транспортировка; подготовительно-заключительные работы; спуск-подъем подземного оборудования и перебазирование; его профилактика; испытание и внедрение новой техники и технологии; принятие мер по повышению эффективности проводимых работ и обеспечение безопасного их ведения; соблюдение противопожарных правил, санитарии и гигиены труда; вспомогательные работы по оснастке и разбору талевой системы; установка и снятие ключей по свинчиванию и развинчиванию труб и штанг; проведение организационно-технических мероприятий; выполнение всех работ, связанных с установкой подъемных сооружений и подготовкой скважин к ремонту [Долгов, 1997; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013; Дмитриев, Хорев, 2021].

7.2. Эксплуатационные объекты и системы размещения на них скважин

Для рациональной разработки месторождения большое значение имеет правильный выбор эксплуатационного объекта. Это один или несколько продуктивных пластов на площади с возможностью отдельной или совместной разработки их одной серией добывающих скважин. Каждый объект разбуривается по определенной системе. Планируют расстояния между добывающими скважинами, их взаимное расположение, параметры сетки скважин. При установлении порядка ввода объектов в разработку обычно принимается понятие «серия» скважин, которое отображает порядок разбуривания месторождения добывающими скважинами по разрезу, т. е. в пределах этажа нефтегазонасности. При рассмотрении условий эксплуатации необходимо учитывать предполагаемые методы воздействия на пласт. Если в геологическом разрезе месторождения содержится много нефтяных пластов, то их можно объединить в несколько эксплуатационных объектов, среди которых отмечают базисный и возвратный горизонты. Первый обязательно высокопродуктивный, имеющий первоочередное значение и залегающий на глубине, доступной для массового бурения эксплуатационных скважин.

Все вышележащие нефтеносные пласты по их значимости подразделяются на объекты: самостоятельной разработки — их можно осваивать одновременно с базисным горизонтом; объекты возврата — малодобитные пласты, разработка которых производится путем возврата скважин после истощения или обводнения их по нижележащим высокопродуктивным пластам.

Для выделения эксплуатационных объектов необходимо учитывать пять групп факторов: геолого-промысловые; гидродинамические; технические; технологические; экономические. При учете только одной нельзя объективно выбрать эксплуатационные объекты [Муравьев, 1977; Мордвинов, 2004].

Геолого-промысловые условия выделения объектов: объект должен содержать достаточные запасы нефти для ее рентабельного извлечения при самостоятельной сетке скважин; представлять один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений непроницаемыми породами; обладать эффективной мощностью, величина которой определяется экономической рентабельностью. Кроме того, в один эксплуатационный объект следует объединять пласты с примерно одинаковой проницаемостью, литологическим составом, площадями нефтенасыщения и содержащие нефть с похожими физико-химическими свойствами; нефтеносные пласты, входящие в один объект, должны иметь близкие значения приведенного пластового давления.

Гидродинамические расчеты при выделении эксплуатационных объектов применяются для: установления годовой добычи и определения ее динамики по каждому пласту до конца разработки; выявления продуктивности и годовой добычи объединяемых в один объект продуктивных пластов; оценки динамики добычи нефти и воды в целом по месторождению; расчета обводнения пластов; определения продолжительности отдельных стадий разработки; нахождения оптимального уровня добычи нефти по каждому объекту с сохранением плановых заданий.

Технические факторы: способ и технические возможности эксплуатации; не следует объединять в один объект пласты с разным способом разработки; выбор диаметра эксплуатационных колонн, НКТ и т. д. К **технологическим факторам** относятся: определение сетки добывающих скважин каждого объекта и метода поддержания $P_{пл.}$; возможность применения разных способов повышения нефтеотдачи [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]. Таким образом, выделение эксплуатационных объектов должно проводиться комплексно на основе изучения геологических особенностей района работ, гидродинамических и экономических расчетов. Необходимо, чтобы проектный объект удовлетворял требованиям наиболее полного и рационального извлечения нефти из него.

Сетка скважин нефтяного объекта — это сетка, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте, ее правильный выбор очень важен для рациональной системы разработки. Поскольку бурение скважин требует значительных капитальных затрат, необходимо исключить лишние, т. е. переуплотнение сетки. В то же время их количество должно быть достаточным для обеспечения необходимых темпов добычи нефти и возможно более высокого КИН. Следовательно, необходимо выбрать оптимальную сетку скважин. Для каждого эксплуатацион-

ного объекта, поскольку он геологически неоднороден и его строение индивидуально, должна создаваться своя сетка скважин, неравномерная по площади в соответствии с изменчивостью его строения.

По данным разведки обычно можно оценить лишь средние параметры объекта, а изменчивость его геологического строения остается слабо изученной. Поэтому принято двухэтапное разбуривание эксплуатационных объектов. На первом этапе бурят проектные скважины основного фонда, т. е. расположенные на площади по строго геометрической сетке, форму которой определяют с учетом метода воздействия на пласт, а густоту (плотность) — исходя из средних параметров объекта, полученных разведкой. На втором этапе последовательно проходят скважины резервного фонда, предусмотренные проектом и составляющие 20–50 %, а иногда и более, от основного фонда. Положение этих скважин сначала не определяется, а их количество обосновывается исходя из сложности строения объекта, степени его изученности, плотности сетки основного фонда. Места резервных скважин устанавливают после бурения основного фонда с учетом геолого-промысловой информации, полученной при их эксплуатации. Резервные размещают на участках, по геологическим и другим причинам не вовлеченных в освоение основным фондом. На объектах, на которых в процессе разработки происходит стягивание контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении, разрезании залежей на блоки), часть резервных скважин бурят в центральных частях блоков, наиболее долго находящихся в эксплуатации, вместо обводненных периферийных для обеспечения плановых уровней добычи нефти.

В результате бурения скважин основного и резервного фондов на объекте создается неравномерная (с различными расстояниями) сетка скважин, отвечающая геологическим особенностям объекта и заданным технологическим показателям эксплуатации. Наиболее важная задача при проектировании разработки — обоснование сетки основного фонда. Многообразие геологических особенностей объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они различаются: по характеру размещения; форме; постоянству расстояний между ними; плотности [Басарыгин, Булатов, Проселков, 2002].

По характеру размещения скважин основного фонда различают равномерные и равномерно-переменные сетки. **Равномерные** сетки имеют одинаковые расстояния между всеми скважинами, которые выбирают в зависимости от геолого-технических условий и экономических соображений. Их применяют для залежей, на которых скважины имеют ограниченные радиусы действия, т. е.: при низкой проницаемости или высокой неоднородности пластов; повышенной вязкости нефти; неподвижном конусе нефтеносности (залежи, изолированные от напора вод, массивные водоплавающие с напором подошвенных вод), а также для обширных нефтяных залежей, подстилаемых водой. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки (рис. 79). В последнем случае добывающие и нагнетательные скважины фактически располагаются рядами [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Цель регулирования процесса разработки нефтяной залежи — обеспечение равномерного перемещения ВНК или ГНК от контуров водоносности и газоносности.

Под равномерным перемещением контуров подразумевается последовательное смещение их от изогипсы (отметки кровли или подошвы пласта) к изогипсе с уменьшением нефтенасыщенности в зоне замещения нефти водой или газом. При неравномерном продвижении воды в отдельных направлениях принимают меры по ликвидации этого явления: ограничивают отборы жидкости из обводняющихся скважин, а также из близко расположенных к контуру водоносности; изолируют нижние обводнившиеся части или пропластки залежи; в случае закачки воды в пласт ограничивают этот процесс через скважины, наиболее близко расположенные к обводняющемуся участку с одновременным увеличением закачки вод в зонах, где продвижение контурных вод замедленное. Пласты с газовой шапкой следует разрабатывать так, чтобы газ не прорывался к отдельным добывающим скважинам, а равномерно оттеснял нефть вниз по падению пласта. В таких случаях купол не разбуривается эксплуатационными скважинами, первый ряд их размещают в отдалении от ГНК.

Разработку пластов с газонапорным режимом регулируют изменением темпа отбора нефти из скважин, близко расположенных к куполу. Положение ВНК определяется по содержанию воды в продукции скважин. На нефтяных залежах с напорными режимами (с перемещающимися контурами нефтеносности) скважины также располагают рядами, параллельнымидвигающимся контурам: при газонапорном режиме параллельно контуру газоносности, при водонапорном — водоносности. Расстояние между рядами скважин для каждой конкретной залежи может быть постоянным или изменяться от ряда к ряду. Расстояние между скважинами в ряду также может быть одинаковым для всех рядов или различным для каждого. Равномерные сетки целесообразны при внедрении новых методов воздействия на пласт, применяющихся для малопродуктивных залежей. Преимущество их в том, что они позволяют вносить коррективы в принятые системы разработки по мере изучения малопродуктивных объектов.

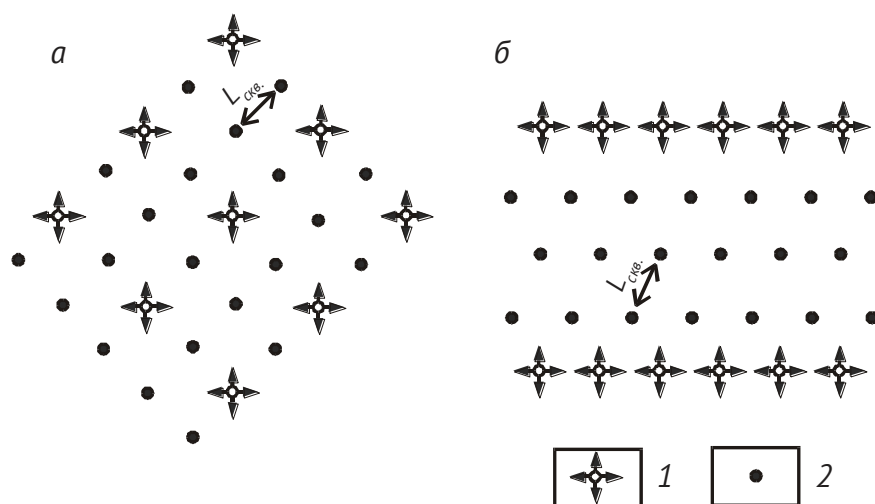


Рис. 79. Равномерная сетка скважин. Заводнение:
 а — площадное; б — разрезание залежи на блоки. Скважины:
 1 — нагнетательные; 2 — добывающие; $L_{ска.}$ — расстояние
 между скважинами [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

Так, при равномерной сетке проще изменить размещение или увеличить количество нагнетательных скважин, повсеместно или выборочно уплотнить сетку, осуществить регулирование разработки путем периодического изменения направления потоков жидкости в пластах и т. д. [Муравьев, 1977].

Равномерно-переменные — сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем между скважинами в рядах (рис. 80). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться отрезку между рядами добывающих или быть несколько больше его. Увеличение расстояний между рядами продлевает безводный период эксплуатации. Такое расположение скважин целесообразно на пластовых залежах при их разработке на природных режимах вытеснения нефти водой, а также в сочетании с теми разновидностями заводнения, при которых нагнетательные скважины располагаются рядами (законтурное, приконтурное, все виды разрезания залежей). Равномерно-переменные сетки скважин при расположении последних рядов применяют для объектов с благоприятной геолого-промысловой характеристикой и высокой продуктивностью.

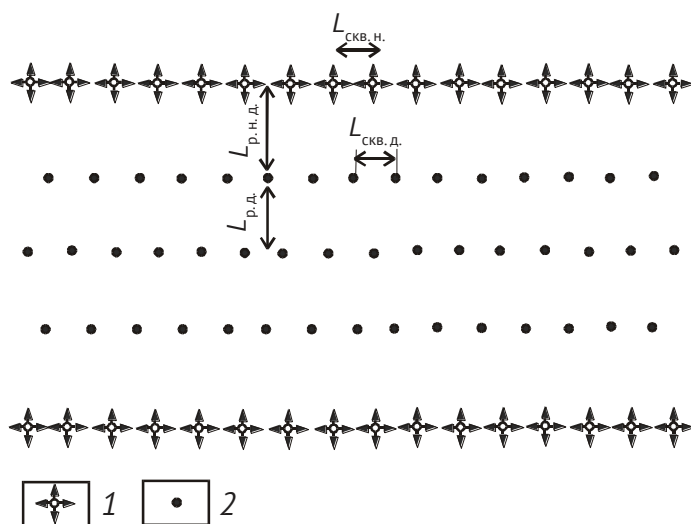


Рис. 80. Равномерно-переменная сетка скважин.

Скважины: 1 — нагнетательные; 2 — добывающие. Расстояния между скважинами: $L_{СКВ.Д.}$ — добывающими; $L_{СКВ.Н.}$ — нагнетательными; $L_{Р.Н.Д.}$ — рядом нагнетательных и первым рядом добывающих; $L_{Р.Д.}$ — рядами добывающих [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

Расположение скважин рядами называют линейным. Нередко применяется их ячеистое равномерно-переменное размещение, рекомендуемое для карбонатных трещинно-поровых пластов при повышенной вязкости нефти. При расположении скважин рядами как при равномерной, так и переменной сетке различают ряды замкнутые и незамкнутые. Первые имеют вид колец обычно неправильной формы, примерно повторяющих конфигурацию контура нефтеносности. Замкнутыми рядами добывающие скважины располагают на пластово-сводовых залежах при системах разработки, когда происходит стягивание естественных контуров нефтеносности. Это системы природного напора вод с законтурным и приконтурным заводнением. Такую форму рядов применяют также на площадях округлой формы, выделенных на объекте рядами нагнетательных скважин для самостоятельной разработки на полосах, получаемых при кольцевом разрезании залежей и при барьерном заводнении. Незамкнутые — обычно прямолинейные ряды, пересекающие залежь в определенном направлении и обрывающиеся вблизи контура нефтеносности или замкнутого разрезающего ряда, ограничивающего площадь самостоятельной разработки. Сюда же относят ряды, параллельные контуру

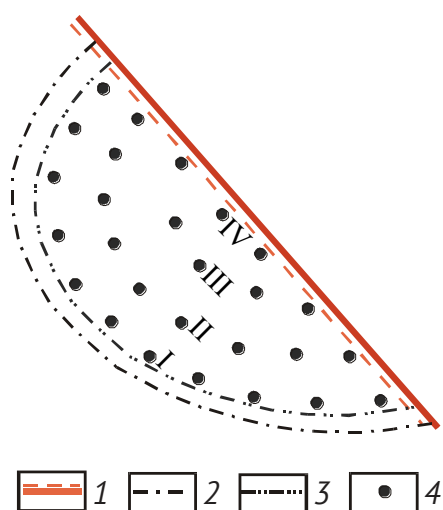


Рис. 81. Незамкнутые ряды добывающих скважин:
1 – дизъюнктивное нарушение;
2 и 3 – внешний и внутренний контуры нефтеносности; 4 (I–IV) – ряды добывающих скважин [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

нефтеносности на тектонически или литологически экранированных залежах. В таких случаях ряды будут изогнутыми (рис. 81).

При замкнутых рядах скважин в центральной части залежи целесообразно иметь один незамкнутый ряд, к которому на поздних стадиях разработки будет стягиваться контур нефтеносности. При расположении скважин рядами оптимальное количество рядов добывающих обосновывают с учетом того, что любой нагнетательный ряд может оказывать эффективное воздействие не более, чем на три добывающих, примыкающих к нему с одной стороны. Внутри замкнутого ряда нагнетательных скважин располагают не более 3 замкнутых рядов добывающих. Между незамкнутыми разрезающими рядами обычно размещают пять или три незамкнутых ряда добывающих скважин. При линейном расположении скважин различают сетки, в которых сохраняются расстояния между рядами и скважинами в рядах (неравные между собой), и сетки с уплотнением к центру площади, когда названные отрезки

сокращаются в этом направлении. Чаще применяют сетку первого вида, если известно, что линия стягивания контуров совпадает с положением внутреннего (центрального) ряда. При определении основного фонда скважины в этом ряду располагают плотнее, чем во внешних. Постепенное уменьшение расстояний между рядами и скважинами в основной сетке предусматривается при резком увеличении нефтенасыщенной мощности пластов к центру объекта. Такое явление характерно для водонефтяных залежей значительной высоты. На платформенных объектах с большой площадью нефтеносности на разных участках может быть принято различное размещение скважин, например, в чисто нефтяной зоне — рядами, в водонефтяной или подгазовой — по равномерной сетке [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Скважины являются основными составляющими системы разработки объекта, поскольку служат: каналами для подъема УВ и попутных компонентов из недр; для получения информации о залежах и управления процессами дренирования пластов. Фонд скважин на объекте подразделяется на группы по разным признакам: назначению, очередности бурения, способам эксплуатации, состоянию на определенную дату, времени ввода в эксплуатацию и т. д. Ниже приводится краткая характеристика фонда скважин с делением его на группы по основным признакам.

Скважины по **назначению** подразделяются на следующие основные группы: добывающие, нагнетательные, специальные, вспомогательные [Сидоров, 1982; Мищенко, 2003; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013]. **Добывающие** скважины служат для извлечения нефти, газа и попутных компонентов. На большинстве эксплуатационных объектов

они преобладают в фонде скважин. **Нагнетательные** необходимы для закачки в пласты различных агентов с целью обеспечения их эффективной разработки. В зависимости от агента (вода, пар, газ и др.) их называют водо-, паро- и газонагнетательными. При внутрипластовом горении они одновременно выполняют функции зажигательных. Нагнетанию воздуха в них предшествует инициирование горения в ПЗП. **Специальные** предназначены для проведения различного рода исследований с целью изучения параметров и состояния залежей при подготовке их к разработке и в процессе ее осуществления. Эту группу скважин подразделяют на оценочные и контрольные.

Оценочные используются для определения нефтегазонасыщенности и других параметров пластов. Их бурят по особой технологии на разных этапах освоения и разработки объекта с отбором керна из продуктивных пластов и проведением рационального комплекса ГИС для оценки начальной, текущей и остаточной нефтегазонасыщенности. *Контрольные* отслеживают процессы, протекающие в пластах при эксплуатации залежей. К ним относятся также пьезометрические и наблюдательные. Пьезометрические изучают изменение пластового давления путем регистрации уровня жидкости в стволе, непосредственного измерения его глубинным манометром или замера на устье. Они обычно располагаются за контуром нефтеносности в водоносной части, по данным о поведении $P_{пл.}$ в них составляется характеристика законтурной области. Иногда к пьезометрическим относят скважины, остановленные в пределах залежи для прослеживания изменения пластового давления. Наблюдательные бурят в пределах залежи, и они предназначены для контроля за вытеснением нефти из пластов: за перемещением ВНК, ГНК, ГВК, контакта нефти с нагнетаемыми в пласт агентами, за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов. На газовых залежах их используют также для замеров $P_{пл.}$.

Специальные скважины могут быть целенаправленно пробурены, или ими могут стать скважины, выполнившие свою первоначальную функцию. Так, в пьезометрические переводят разведочные, оказавшиеся за пределами залежи, а также добывающие, обводнившиеся при вытеснении из пласта нефти водой. Оценочные скважины и значительную часть наблюдательных бурят специально. Возможен и перевод специальных скважин из одной подгруппы в другую. Например, после выявления полного обводнения пластов в наблюдательной скважине в ней для проверки полученных данных проводят перфорацию изучаемых пластов и испытание их на приток. После подтверждения обводненности объекта скважина может использоваться как пьезометрическая. К **вспомогательным** относят водозаборные и поглощающие скважины. Первые предназначены для отбора воды из водонапорного горизонта с целью нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке объекта. Поглощающие (сбросовые) служат для захоронения попутных и других промысловых вод в глубокие водоносные горизонты, если эти воды не могут быть применены для заводнения пластов. В качестве вспомогательных, так же как и специальных, используются скважины, целенаправленно пробуренные или переведенные из других групп.

Конструкцию скважин выбирают в зависимости от поставленных задач и возможных методов исследования. Так, на нефтяных объектах широко применяют конструкцию с неперфорированной эксплуатационной колонной, позволяющей эффективно применять нейтронные методы изучения нефтегазоводонасыщенности пластов. Наряду

со специальными скважинами для выяснения протекающих в пластах процессов широко используют контрольно-эксплуатационные. Возможности включения их в сеть специальных скважин особенно широки при разработке многопластовых объектов. Для использования в качестве контрольно-эксплуатационных выбирают скважины (добывающие, нагнетательные), в которых перфорирована только часть продуктивного разреза. При этом каждая скважина выполняет роль контрольной для неперфорированных пластов и добывающей (или нагнетательной) для перфорированных. При разработке газовых залежей к контрольно-эксплуатационным относят также те, в которых периоды работы чередуются с длительными остановками для исследований, свойственных наблюдательным.

Очередность бурения скважин. Первую очередь составляют разведочные, которые после выполнения поставленной задачи обычно переводятся в добывающие, реже в нагнетательные. Нефтяные залежи небольших размеров могут на 1–2 года вводиться в пробную эксплуатацию для получения дополнительных данных, необходимых для обоснования системы нефтедобычи. На этом этапе допускается бурение в различных частях залежи небольшого числа скважин, которые впоследствии будут включены в сетку добывающих и нагнетательных. Их называют опережающими добывающими. Эксплуатация разведочных и опережающих скважин, перевод под закачку воды 2–3 скважин позволяют уточнить: их продуктивность и приемистость; режим залежи; устойчивость коллекторов к разрушению; характер обводнения и др.

При значительной площади нефтеносного объекта, когда опытная эксплуатация практически невозможна и нецелесообразна из-за больших масштабов работ по обустройству территории, проводят опытно-промышленную эксплуатацию наиболее представительного ее участка. На нем размещают опережающие добывающие и нагнетательные скважины по сетке, применяемой обычно при разработке в подобных геологических условиях. Таким образом создают фрагмент будущей системы разработки нефтяного объекта в целом. Опережающие скважины бурят на основании проектов опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Последующее бурение осуществляется в соответствии с технологической схемой и проектом разработки, которым предусматриваются основной и резервный фонды скважин. В первую очередь бурят скважины основного фонда, т. е., расположенные по равномерной или равномерно-переменной сетке в границах площади размещения проектных. В дальнейшем на плохо вырабатываемых участках бурят скважины резервного фонда, в результате чего их размещение становится неравномерным, соответствующим неоднородности объекта. При резкой неоднородности, переходящей в прерывистость коллекторов со сложной конфигурацией их площадного распространения, а также при осложнении тектоническими нарушениями бурение всех проектных скважин основного фонда может привести к увеличению числа непродуктивных, попавших в зоны отсутствия коллекторов или в законтурные области пластов в тектонических блоках. Для предотвращения этого 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 судят о целесообразности закладки

соседних. При вскрытии этой скважиной продуктивного пласта на смежные проектные точки также переводят буровые станки, а при отсутствии пласта их закладка отменяется. При таком порядке разбуривания количество непродуктивных скважин значительно снижается. На многопластовом месторождении «сухие» скважины переводят на другие горизонты, а при наличии одного объекта их ликвидируют.

Газовый объект разбуривают в ином порядке. Первую очередь добывающих скважин составляют разведочные. По небольшим объектам их количество иногда оказывается достаточным для обеспечения проектного максимального уровня добычи газа. По средним и крупным месторождениям после разведочных бурят первую очередь добывающих, нужных для выхода на максимальный уровень добычи. Затем на второй стадии разработки проходят дополнительные скважины для поддержания достигнутой максимальной добычи, что необходимо в связи с падением дебита и выключением из работы ранее пробуренных обводнившихся скважин [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Фонд скважин каждого действующего эксплуатационного объекта и предприятия в целом находится в постоянном движении. Изменяется общее число добывающих скважин: обычно на I–II (начальных) стадиях разработки оно постепенно возрастает, а на III–IV (завершающих) уменьшается. Количество нагнетательных по мере заводнения возрастает, они могут переходить из одной группы в другую. Так, при внутриконтурном заводнении первое время часть нагнетательных скважин может использоваться в качестве добывающих. При разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти из последних способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины переводят в нагнетательные. С целью постепенного развития системы заводнения для улучшения воздействия на участки залежи, недостаточно вовлеченные в разработку, переводят часть обводнившихся добывающих скважин в нагнетательные. В результате изменяется состояние скважин. В основном они должны находиться в работе, но могут быть в ремонте или простаивать по другим причинам. Для регистрации движения фонда скважин на конец каждого квартала (года) по эксплуатационному объекту и месторождению в целом составляется отчет, отдельно для нефтяных и газовых скважин.

Эксплуатационный фонд скважин включает действующие и простаивающие добывающие, а также осваиваемые или ожидающие освоения после бурения. К *действующим* относят скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода, в том числе на конец последнего дня отчетного квартала, а также в последнем месяце квартала давшие продукцию даже в небольшом количестве, но остановленные и находящиеся в ремонте или простое. *Простаивающие* — скважины, ранее бывшие в работе, но не давшие продукции в течение последнего месяца отчетного периода, в том числе выбывшие из действующих в отчетном году или в предыдущие годы. *Осваиваемые* или ожидающие освоения — скважины, принятые после бурения для последующей эксплуатации, а также переведенные из числа нагнетательных, специальных,

законсервированных и др., если ранее они не давали продукции. При этом в группы нагнетательных, специальных, вспомогательных (водозаборные, поглощающие) включают все скважины: действующие, остановленные в отчетном и предыдущих годах, находящиеся в ожидании или уже в освоении.

Среди нагнетательных скважин отдельно выделяют действующие, которые определяются по тому же принципу, что и действующие добывающие (т. е. находятся в работе в конце последнего дня отчетного квартала), с тем отличием, что они служат для закачки воды или другого агента. В другие группы также входят законсервированные и скважины в ожидании ликвидации или ликвидированные после бурения или эксплуатации. *Законсервированные* — скважины, которые некоторое время не могут быть использованы ни для какой цели, независимо от их назначения и причин остановки. *Находящиеся в ожидании ликвидации* — скважины, на которых проводят работы по ликвидации или документы на ликвидацию которых направлены в соответствующие органы. *Ликвидированные после эксплуатации* — скважины, которые не могут быть использованы в других целях. *Ликвидированные после бурения* — непригодные для использования по различным причинам: техническим или геологическим; выполнившие свое назначение; непродуктивные и т. п. [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

7.3. Стадии разработки нефтяных и газовых объектов

Эксплуатация объекта характеризуется следующими основными показателями: текущая годовая (квартальная, месячная) и накопленная добыча нефти, газа, попутной воды. Изменение их во времени или в зависимости от нефте- или газоизвлечения, а также от степени использования называют динамикой показателей разработки. Ее обычно анализируют по стадиям (I–IV) эксплуатации объекта (рис. 82) [Пермяков,

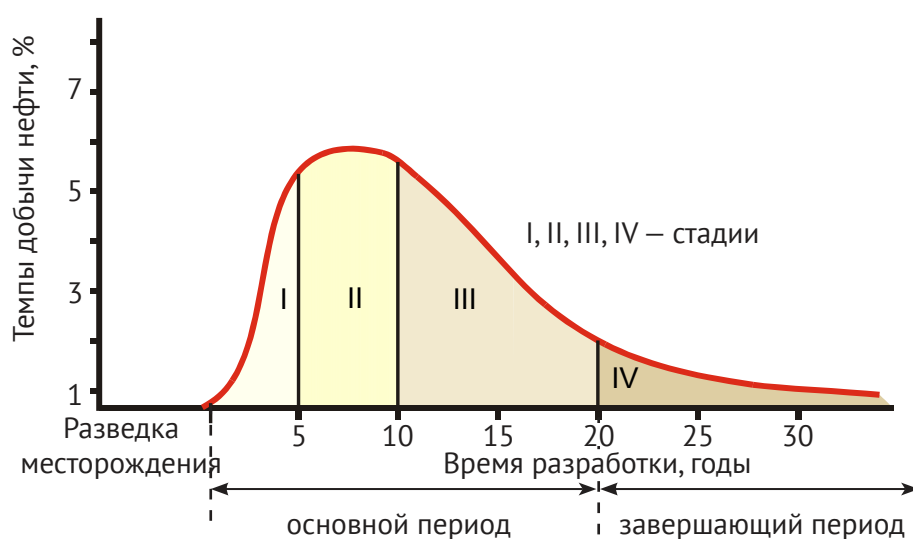


Рис. 82. Периоды и стадии разработки нефтяного месторождения [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

Шевкунов, 1971; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Галкин, Плюснин, 2010]. Опыт разведки и разработки нефтяных месторождений показал, что из-за отсутствия данных, характеризующих параметры пласта и геологическое строение объекта, приходится проектировать освоение крупных залежей в несколько стадий. Составляется технологическая схема, в которой указываются: порядок ввода в разработку отдельных пластов и полей очень крупных объектов, плотность сетки скважин и методы воздействия на залежь. Устанавливаются следующие основные показатели разработки: наиболее выгодный уровень добычи нефти; темпы роста и время достижения максимального уровня; длительность II стадии разработки, характеризующейся относительно стабильной добычей; III стадия, на которой происходит резкое снижение добычи, сопровождаемое интенсивным обводнением скважин; продолжительность IV завершающей стадии; накопленная добыча нефти в течение каждой стадии разработки; динамика роста добычи воды; скорость ее закачки на каждой стадии; темпы разбуривания каждой залежи; ожидаемое изменение эксплуатационного фонда скважин; необходимое количество разведочных скважин для обеспечения эксплуатационного бурения разведанными фондами; определение капитальных вложений и текущих расходов на каждой стадии; себестоимость нефти на каждой стадии и в целом за весь период разработки. После длительной эксплуатации крупных залежей иногда приходится составлять проект их доработки, в котором уточняются: геологическое строение; коэффициент извлечения; параметры пласта; методы эксплуатации и др.

Для достижения максимального извлечения нефти из пласта необходимо создание рациональных условий эксплуатации залежи путем подбора режимов работы скважин, способствующих достижению наиболее равномерного продвижения контуров нефтеносности и оптимальных темпов отборов жидкости. Для успешного регулирования направления и скорости движения нефти по пласту необходимо знать: распределение нефти и воды, а также $P_{пл.}$ по всей залежи. Для этого следует осуществлять систематическое геологическое наблюдение за исследованиями и эксплуатацией скважин для уточнения геологического строения и характеристики продуктивного горизонта. При этом необходимо: вести тщательный контроль за состоянием фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин, суточным дебитом и суммарной добычей каждой скважины в отдельности, суточной и суммарной закачкой воды (газа); проводить систематические замеры пластового и забойного давлений; наносить на карту данные о перемещении контуров газо- и нефтеносности; разрабатывать мероприятия по увеличению дебита эксплуатационных скважин, а при наличии газового фактора указывать способ его снижения; в процессе эксплуатации систематически вести наблюдения и исследования отдельных скважин и пласта в целом.

Добыча нефти осуществляется в четыре стадии. *Первая* — период интенсивного освоения объекта, нарастания добычи в процессе разбуривания залежи, обустройства объекта, ввода основного фонда скважин и промысловых сооружений в эксплуатацию, планового воздействия на пласты. Продолжительность ее составляет 1–8 лет и более, она прямо пропорциональна площади нефтеносности, глубине залегания продуктивных пластов и сложности геологических условий бурения скважин. Длительность мо-

жет быть сокращена за счет увеличения производственной мощности и улучшения организации работы буровых и строительных подразделений, осваивающих объект.

Вторая стадия характеризуется устойчивой максимальной добычей нефти: бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных; развивают систему воздействия на пласты; выполняют геолого-технологические мероприятия по регулированию разработки. Она отличается продолжительностью и долей отбора извлекаемых запасов к моменту ее окончания. Темпы эксплуатации объектов зависят от их геолого-промысловой характеристики и могут изменяться в широких пределах от 3–4 до 16–20 % и более в год от начальных извлекаемых запасов. Малая продуктивность из-за низкой проницаемости, высокой вязкости нефти и других факторов частично может быть компенсирована применением более эффективной системы разработки. Геологические факторы, увеличивающие продолжительность стадии, снижают максимальные темпы разработки. Так, при большой площади нефтеносности из-за длительности первой стадии вторая начинается, когда разбурено лишь 60–70 % территории объекта, т. е. когда не все запасы вовлечены в разработку. К этому времени уже начинается снижение добычи в разбуренной части пластов вследствие их обводнения. Дальнейшее бурение и ввод новых скважин позволяют лишь компенсировать падение добычи по ранее освоенным скважинам, т. е. приводят к увеличению второй стадии.

Таким образом, продолжительность I стадии и темпы добычи нефти на II тесно взаимосвязаны. Следовательно, увеличение максимальных темпов добычи, так же как и сокращение продолжительности I стадии, может быть достигнуто вследствие роста производственных мощностей промысловых организаций. Решению этих задач может способствовать и правильная последовательность технологических мероприятий, предусмотренных проектом на разработку. На I стадии следует ограничиваться теми технологическими мероприятиями, которые необходимы для сохранения максимальных темпов разработки и сокращения этой стадии.

Длительность второй стадии по объектам с разными характеристиками составляет от 1–2 до 8–10 лет. Наименьший срок характерен для: залежей с повышенным соотношением вязкостей нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях (т. е. с относительной вязкостью пластовой нефти $> 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), по которым максимальные темпы разработки (обычно $< 7\text{--}8\%$) не удается долго удерживать из-за прогрессирующего обводнения скважин; высокопродуктивных небольших объектов, по которым достигнут высокий темп добычи. Доля извлекаемых запасов к концу II стадии, т. е. к началу падения добычи, во многом определяется вязкостью нефти. При малых значениях этого параметра ($< 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) она составляет $\sim 50\%$, а при более высоких $\sim 35\%$. Указывая эти ориентировочные цифры, следует помнить: для предотвращения преждевременного падения добычи нефти на объектах (при меньшем отборе запасов, чем указано выше) необходимо на II стадии проводить большой комплекс геолого-технологических мероприятий по совершенствованию системы разработки и ее регулированию; если к концу II стадии отобрано 65–70 % и более извлекаемых запасов, это обычно указывает на то, что они были больше подсчитанных.

Третья стадия характеризуется резким падением добычи нефти и значительным обводнением продукции скважин. Она часто называется поздней стадией разработки.

Из-за истощения значительной части запасов из разных объектов отбирается 30–50 % извлекаемых запасов нефти. Для замедления этого процесса осваивают под закачку воды дополнительные скважины, бурят резервные, выполняют в них изоляционные работы, начинают форсированный отбор жидкости из обводненных, проводят другие мероприятия по управлению разработкой. Нарастающая в этот период обводненность пластов осложняет извлечение из них нефти. Резко увеличивается объем мероприятий по регулированию разработки для замедления падения добычи и ограничения отборов попутной воды, уже не выполняющей своего назначения по вытеснению нефти из пластов. Для характеристики III стадии весьма показателен среднегодовой темп падения добычи, который зависит от ее извлечения на предшествующих стадиях: от величины максимальных темпов добычи нефти и величины отбора к началу ее падения, а следовательно, от геологических и других факторов, влияющих на эти показатели. В зависимости от интенсивности разработки объектов среднегодовое снижение добычи на III стадии изменяется от 3 до 30–35 %. Небольшие темпы падения обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для маловязкой они выше и достигают максимальных величин при высокой проницаемости и малой неоднородности пластов, при небольших размерах объекта и под влиянием других геологических факторов, обеспечивающих высокие темпы разработки залежей до начала падения добычи.

Высокие темпы падения добычи на III стадии, обусловленные весьма интенсивной разработкой залежей, могут вызывать нежелательные последствия. Если объект дает значительную долю общей добычи района, ее быстрое падение после достижения высоких темпов разработки приводит к неустойчивой добыче по району в целом. В связи с этим при проектировании эксплуатации объектов с благоприятной геолого-промысловой характеристикой темпы добычи нефти на II стадии обычно устанавливаются несколько ниже геологически возможных. Это позволяет увеличить продолжительность II стадии, сделать менее ощутимым падение добычи на III, создать благоприятные условия для проведения работ по контролю и совершенствованию разработки. На небольших залежах многопластового месторождения, для которых создана единая система нефтесбора и предусмотрен последовательный ввод в разработку, возможные высокие темпы эксплуатации каждого из объектов могут не ограничиваться. При этом на месторождении будет продолжительное время сохраняться устойчивый уровень добычи. По малопродуктивным объектам существенных ограничений максимальных темпов разработки, и без того невысоких, обычно не вводится. Опыт показывает, что вытеснением нефти водой при совершенствовании систем разработки к концу III стадии можно отбирать из объектов 75–90 % извлекаемых запасов. Нижний предел этого интервала показателен для залежей высоковязких нефтей. При малой вязкости и хороших фильтрационных свойствах коллекторов использование запасов за основной период разработки может составлять 80–90 %.

Четвертая стадия разработки нефтяного месторождения является конечной. Для нее характерны высокая обводненность продукции скважин, сравнительно медленное, постепенное падение добычи нефти. Выполняются те же работы по регулированию этого процесса, что и раньше. Продолжительность ее нередко сопоставима с основным периодом эксплуатации (I–III стадии). На IV стадии из объектов при темпах разработки 2 % и менее (средние ~ 1 %) отбирается 10–25 % извлекаемых запасов нефти.

При вытеснении нефти из пластов водой повышается ее содержание в продукции скважин и залежи в целом. На каждом объекте обводненность продукции возрастает от нескольких процентов до 95–99 %. Однако динамика обводнения по участкам с разной геолого-промысловой характеристикой неодинакова. На первой стадии отбирают практически безводную нефть. Значительное обводнение начинается в конце II или на III стадии, на IV этот процесс замедляется. В период высокого обводнения продукции (> 80–85 %) из таких залежей отбирают не более 10–20 % извлекаемых запасов. По объектам с маловязкой нефтью III стадия завершается с самой различной обводненностью продукции — от 30–40 до 80 %. На таких объектах этот процесс начинается с первых лет эксплуатации, и при высокой обводненности (> 80–85 %) добывается примерно половина извлекаемых запасов. Следует отметить, что бесконтрольная эксплуатация пластов может приводить к их быстрому обводнению. Поэтому необходимо четко выполнять конкретные условия программы работ по ограничению отборов воды. В то же время проведение необоснованных мероприятий этого процесса (путем вывода из эксплуатации малообводненных скважин, изоляции дающих воду пластов с не закончившимся вытеснением нефти и др.) может приводить к повышенным потерям нефти в недрах.

При росте обводнения динамика добычи нефти поддерживается лишь достаточными скоростями отборов жидкости. Оптимальная динамика тесно связана с темпами добычи нефти и ее обводнения и, следовательно, с теми геолого-промысловыми факторами, которые на них влияют. Для залежей маловязкой нефти основное значение имеет динамика отбора жидкости на III стадии. Опыт разработки таких объектов позволяет выделить следующие разновидности динамики годовых отборов жидкости на III стадии: постоянное снижение; сохранение на уровне II стадии; постепенное наращивание с превышением (1,5–2,5 раза) в конце стадии уровня, достигнутого на второй стадии.

Снижение отборов жидкости на III стадии характерно для высокопродуктивных объектов небольших размеров с повышенными темпами добычи нефти на II стадии и низкой обводненностью продукции (30–50 %) к концу основного периода. Сохранение на III стадии постоянных отборов жидкости на уровне II характерно для высокопродуктивных объектов значительных размеров, на которых обводненность продукции к концу III стадии обычно составляет 50–70 % (из-за больших водонефтяных зон) и темпы добычи нефти на II достигают 6–7 % от начальных извлекаемых запасов. Постепенное повышение отборов жидкости на III стадии характерно для залежей нефти, приуроченных к пластам с неоднородным строением или низкой проницаемостью коллекторов, особенно при больших размерах площади нефтяных и водонефтяных зон. В этих условиях необходимость повышения отборов жидкости предопределяется относительно низкими темпами добычи нефти и жидкости на II стадии и высокой обводненностью продукции в конце III (70–85 %, иногда и более). На залежах нефти с повышенной вязкостью обводненность продукции уже к концу II стадии возрастает до 40–50 %, а к концу III достигает 90–95 %. В связи с этим отборы жидкости из таких залежей резко наращиваются уже с конца I стадии и к концу III могут превышать годовую добычу нефти на II стадии в 4–6 раз и более. На IV стадии темпы отбора жидкости из объектов сохраняются примерно на уровне конца III [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000].

Добыча газа. На газовых объектах весь период разработки также условно подразделяют на четыре стадии: I — бурение первой очереди добывающих скважин и наращивание добычи газа; II — относительно постоянная высокая добыча, поддерживаемая бурением дополнительных скважин и при возможности увеличением в них депрессии; III — интенсивное падение добычи; IV — завершающий этап с низкими отборами газа. Опыт разработки газовых объектов свидетельствует, что для небольших залежей с запасами до 3 млрд м³ показатели динамики добычи газа (продолжительность стадий, степень использования запасов за стадию и др.) изменяются в широком диапазоне. Это обусловлено различиями: в их продуктивности; количестве добывающих скважин; темпах освоения залежей. С увеличением их размеров диапазон значений показателей сужается, особенно для крупных по запасам объектов, служащих источниками снабжения газом удаленных потребителей, заинтересованных в продолжительных и устойчивых поставках газа. Задачи газоснабжения требуют продления II стадии разработки и, следовательно, некоторого ограничения темпов добычи в этом периоде. Как уже отмечалось, из нефтяных объектов к началу падения добычи отбирается 25–50 % извлекаемых запасов, что соответствует 15–35 % балансовых, а на газовых к концу II стадии достигается намного более высокое газоизвлечение. На III стадии отбирают 20–30 % газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при упруговодонапорном). Продолжительность III стадии и, соответственно, скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяются характером динамики добычи газа на первых двух стадиях. IV стадия, завершаемая при приближении к минимальной рентабельной добыче, аналогична нефтяным объектам и по продолжительности соразмерна с первыми тремя стадиями, вместе взятыми.

На газоконденсатных залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на газовых. При эксплуатации этих объектов с реализацией сайклинг-процесса часть газа, закачиваемого после выделения из него конденсата обратно в пласт, в товарной продукции не учитывается. Вследствие этого динамика годовой добычи газа носит иной характер. Поиск закономерностей в динамике показателей, характеризующих отборы попутной воды, для газовых залежей менее актуален, поскольку при газовом режиме поступление воды в залежь и в скважины невелико, а при водонапорном отбор попутной воды ограничивают изоляционными работами и выключением скважин, дающих обводненную продукцию, которая уже к концу II стадии возрастает до 40–50 %, а к концу III — на 90–95 % и более [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Коршак, Шаммазов, 2005].

7.4. Промысловая подготовка нефти

Поступающая из скважин углеводородная продукция — это не чистая нефть и газ. Первой сопутствуют газ, вода и растворенные соли. Нефть представляет собой многокомпонентное природное соединение, обычно насыщенное газом. Кроме того, она содержит легкие фракции, способные испаряться. В процессе сбора и подготовки УВ

на промыслах необходимо выделить из нефти воду, хлористые соли, твердые частицы, попутный газ. Пластовые воды нефтяных залежей содержат также растворы хлоридов, сульфидов и карбонатов металлов с примесью пластовой нефти и щелочных солей нафтенных кислот; механические примеси, углеводородные газы, двуокись углерода, азот и другие соединения. Разделение подобной водогазонефтяной эмульсии производится в вертикальном отстойнике (рис. 83).

Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный трубопровод и далее на нефтеперерабатывающий завод подвергнуть специальной обработке (рис. 84). В зависимости от местных условий применяют разные схемы промыслового нефтегазосбора, к которым предъявляется общее основное требование — обеспечение наиболее полного отделения от нефти газа с последующим его использованием без потерь легких фракций нефти от испарения, для чего системы нефтесбора должны быть герметизированы. При дозировке деэмульгаторов (реагенты, разрушающие эмульсии, образованные из взаимно нерастворимых или малорастворимых веществ, одно из которых находится в другом в виде мелких капелек — глобул) в систему сбора последняя должна максимально обеспечить не только выделение газа из нефти, но и внутритрубное разрушение нефтяной эмульсии. Система нефтесбора должна рационально использовать устьевое давление на скважинах, при эксплуатации как механизированным, так и фонтанным способом. В некоторых районах до внедрения кустового бурения на каждой скважине монтировался сепаратор, нефть от него направлялась на сборный пункт по одной трубе, а газ — по другой (двухтрубная схема). На отдаленных скважинах ставили насосы для откачки жидкости.

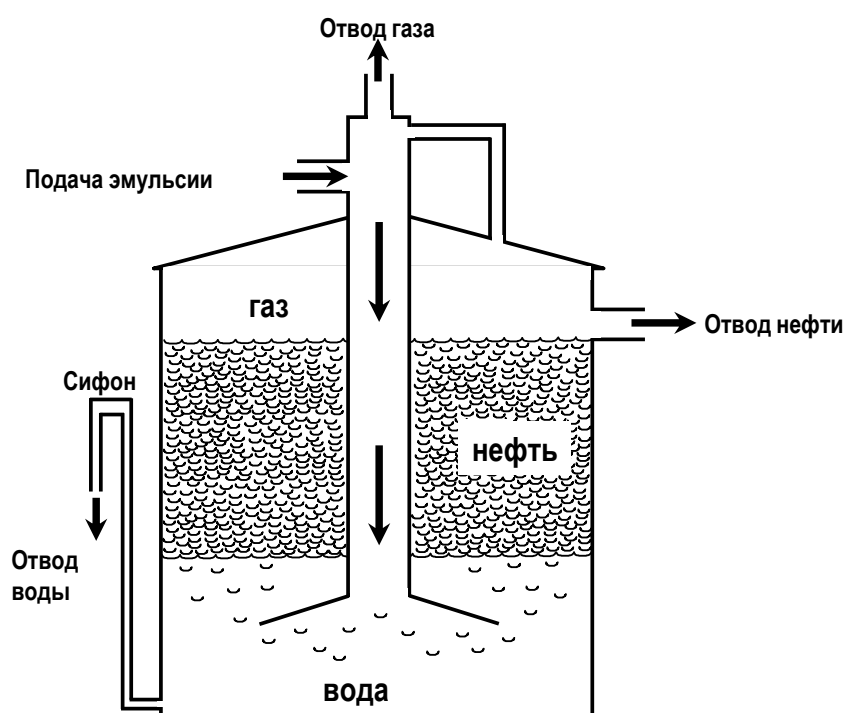


Рис. 83. Разделение водогазонефтяной эмульсии в вертикальном отстойнике [ppt-online.org]

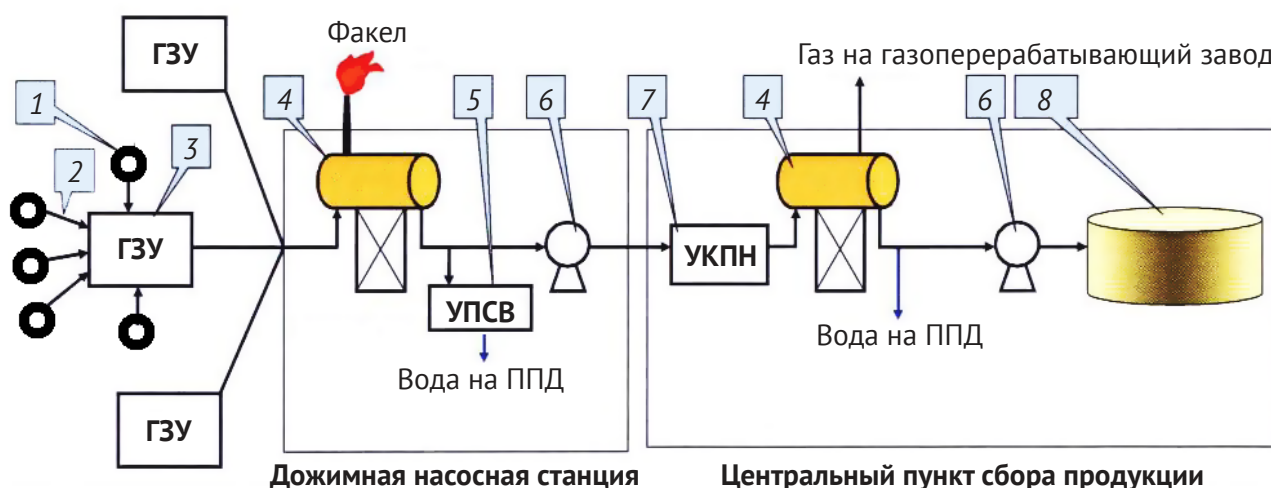


Рис. 84. Система сбора и подготовки нефти на месторождении: 1 — скважины; 2 — выкидные линии; 3 — групповая замерная установка (ГЗУ); 4 — сепараторы; 5 — установка предварительного сброса воды (УПСВ); 6 — насосы; 7 — установка комплексной подготовки нефти (УКПН); 8 — резервуары [ppt-online.org]

В настоящее время на всех российских нефтяных промыслах внедрена типовая однотрубная напорная система нефтегазосбора. В зависимости от количества скважин на кусте устанавливается одна или две замерные установки. Жидкость от устья каждой скважины поступает в них, где автоматически или вручную замеряется, и далее направляется на дожимную насосную станцию. На ней происходит первая ступень сепарации, газ по отдельному газопроводу направляется на головные сооружения (центральный пункт сбора и подготовки нефти и газа), откуда через компрессорную станцию подается на газоперерабатывающий завод или на собственные нужды. Нефть от дожимной станции насосами перекачивается на головные сооружения, где отделяется от пластовой воды, хлористых солей, механических примесей и отправляется на нефтеперерабатывающий завод. Если в технологическую схему включена установка предварительного сброса воды, то на головные сооружения пластовая вода поступает по отдельному водоводу. Как отмечалось выше, подготовленная вода используется в системе поддержания пластового давления [Тронов, 2000; Гребнев, Мартюшев, Хижняк, 2013].

После сепаратора второй ступени продукция поступает в технологические резервуары для частичного обезвоживания. Рассмотрим работу такого устройства. Водонефтяная смесь через распределитель поступает в нижнюю часть резервуара. Нефть всплывает вверх, а вода накапливается внизу и затем направляется в очистные сооружения. Частично обезвоженная нефть из технологических резервуаров перетекает в буферные, откуда подается на установки комплексной подготовки, где ее нагревают в теплообменниках и вводят в отстойники для обезвоживания (рис. 85). Оттуда нефть подают в дегидраторы (шаровые, горизонтальные), где в электрическом поле высокого напряжения она полностью очищается от солей и воды. После этого ее стабилизируют, т. е. отбирают из нее широкую фракцию легких УВ. Для этого

нефть дополнительно разогревают в печах до парожидкого состояния и вводят в стабилизационную колонну, где в результате сложных физических процессов происходит отделение легких УВ, которые отбираются из верхней части установки. После охлаждения и конденсации широкую фракцию разделяют в сепараторах на жидкую и газовую фазы.

Газ используют на промыслах как топливо, а жидкая фракция направляется на нефтехимические заводы. Стабильная нефть из нижней части колонны проходит через теплообменники и охлаждается, отдавая избыточное тепло сырой нефти, поступающей на подготовку. Отделившаяся от нефти вода идет на очистные сооружения. Обычно это резервуары с водоотталкивающим фильтром. Неочищенная вода вводится в верхнюю часть резервуара, прямо в фильтр, которым служит нефтяной слой. Капельки нефти и механические примеси удерживаются в нем. По мере накопления нефть возвращается на подготовку. Очищенная вода подается на кустовые насосные станции, и ее закачивают через нагнетательные скважины в продуктивный пласт для поддержания давления. Промысловые объекты многочисленны, технически сложны, территориально разобщены и работают в непрерывных режимах. Процесс нефтегазодобычи требует постоянного контроля и быстрого принятия решений. Только автоматизированные системы управления делают возможной слаженную работу всех технологических звеньев промысла. Нефть, газ и промысловые сточные воды способны загрязнять окружающую среду. Меры по охране природы предусматриваются проектом и осуществляются при обустройстве и разработке месторождений. Строгое соблюдение этих мер обеспечивает надежную защиту природной среды от вредных воздействий.

Подготовленная товарная нефть должна соответствовать определенным параметрам ГОСТ Р 518-58-2002. Иногда заводы и добывающие предприятия договариваются о более жестких показателях. Например, ТУ-39-1435 89 предусматривают высшую

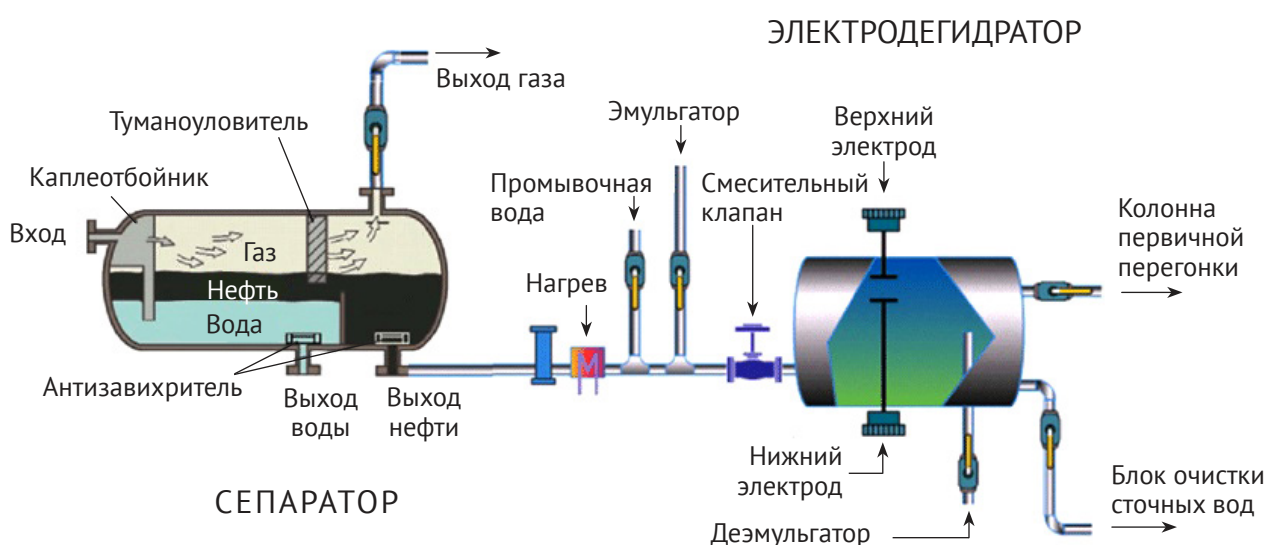


Рис. 85. Схема обессоливания и обезвоживания нефти [pronpz.ru]

группу «А», по которой хлористых солей должно быть не более 40 мг/л. Указанные показатели ГОСТа реализуемой нефти достигаются с помощью промыслового оборудования и специальной технологии. На головных сооружениях после нагрева нефтегазоводяной смеси происходит вторая ступень сепарации, и очередная часть газа отводится в специальный газопровод. Далее нефть с небольшим количеством газа направляется в концевой сепаратор, который монтируется на более высокой отметке, чем товарные. Нефть из концевого сепаратора сливается в товарные резервуары самотеком (в сепараторе атмосферное давление), так как газ максимально удален из нефти. Если раньше газ из концевого сепаратора отводился на факел, то сейчас он подается в газопроводы. Пластовая вода отделяется от нефти с помощью нагрева и дозировки различных деэмульгаторов. Нагрев смеси снижает вязкость как нефти, так и воды.

Огромное значение при подготовке нефти имеет внутритрубная деэмульсация (деэмульгация), т. е. разрушение эмульсии путем обработки ее реагентами-деэмульгаторами, нагреванием, отстаиванием, электрическим или электростатическим полем, импульсным воздействием, центрифугированием, фильтрацией и др. Этот эффект усиливается при дозировании деэмульгаторов на прием глубинных насосов. Чем дольше их контакт с водонефтяной смесью, тем больше эффект внутритрубной деэмульсации. Деэмульгаторы ставят в нескольких точках системы сбора и в зависимости от состава нефти и пластовой воды подбирают разные их модификации, расход которых для различных нефтей изменяется от 30 до 50 г/т нефти.

Процесс обессоливания нефти зависит от минерализации пластовой воды, в Волго-Уральской провинции этот показатель очень высокий и относительная плотность составляет 1,17, в Западной Сибири — 1,07. Хлористые соли из нефти удаляют нагретой водой. Электрическое воздействие на эмульсии производится в электродегидраторах, в которых под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды, в результате чего капельки притягиваются друг к другу и сливаются, а затем оседают на дно емкости. Если в системе подготовки нефти используются резервуары, то при высокой обводненности и малой вязкости нефти следует проводить гравитационное холодное разделение эмульсии. Иногда для отделения нефти от воды применяют центрифуги, которые обычно используются в лабораториях для быстрого определения обводненности скважин. Подготовка нефти до товарных кондиций и ее реализация производится на головных сооружениях. Учет нефти при ее реализации потребителям осуществляется на коммерческих узлах учета, на которых регистрируется также жидкость, добытая каждой бригадой [Муравьев, 1977; Тронов, 2000; Дунюшкин, 2006].

7.5. Контроль пластовой температуры и давления

Контроль пластовой температуры заключается в измерении нагнетаемой в пласт воды. В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с воздействием на пласт (заводнение холодной водой, теплофизические, термохимические методы), происходит изменение теплового режима продуктивных горизонтов, влияющее на свойства пла-

стовых жидкостей и условия эксплуатации объектов. Поэтому необходим постоянный контроль за отклонениями $T_{пл.}$ в нефтегазонасыщенной зоне от природных геотерм. Ее вариации в залежах ведут к изменению объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Рост температуры снижает вязкость нефти и воды и повышает вязкость газа. При увеличении температуры в замкнутом резервуаре растет $P_{пл.}$. С пластовой температурой связано изменение фазовых соотношений в залежах и растворимости газов в нефти и воде, солей в воде. Уменьшение $T_{пл.}$ осложняет добычу УВ и приводит к потерям ценных продуктов (конденсата, вязкой нефти, парафина), поэтому разработка нефтяных объектов (особенно парафинистых нефтей) ведется с увеличением $T_{пл.}$.

Температурные замеры используются также для изучения работы скважин. При внутриконтурном заводнении и нагнетании больших масс холодной воды происходит снижение температуры пластов около нагнетательных и прилегающих добывающих скважин. На некоторых залежах это приводит к ухудшению извлечения нефти из недр. Это особенно характерно для залежей с высоким содержанием парафина в нефти и с температурой начала его кристаллизации, близкой к природной пластовой. Снижение температуры в пласте может вызывать выпадение в пустотах породы парафина в виде твердого вещества и образование нефтепарафиновой смеси с пониженной подвижностью в пластовых условиях (месторождение Узень, Казахстан). Правильная постановка температурных исследований на таких объектах позволяет установить закономерности изменения теплового режима, масштабы явления, оценить его влияние на нефтеотдачу и на основе этого корректировать ранее намеченные мероприятия по разработке.

При эксплуатации нефтяных залежей с заводнением геотермические исследования предусматривают контроль: за температурой нагнетаемой в пласты воды; изменением тепловых условий продуктивных горизонтов; выделением работающих пластов в скважинах; техническим состоянием нагнетательных и добывающих скважин. Замеры температуры нагнетаемой воды на поверхности имеют большое значение, так как после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины. Таким образом, замеры на поверхности позволяют контролировать изменение температуры воды, поступающей в пласты: как известно, вода из поверхностных источников подвержена сезонным изменениям. Так, в зависимости от этого температура морской каспийской воды, нагнетаемой в пласты месторождения Узень, в течение года изменялась в пределах $+6-28\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура основных продуктивных горизонтов составляла $+60-70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Следовательно, в холодное время года температура нагнетаемой воды была ниже начальной пластовой на $30-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов систематически проводят температурные измерения в продолжительно простаивающих скважинах — специально пробуренных контрольных и оценочных, а также временно остановленных. Наиболее надежные данные получают в неперфорированных скважинах. По геотермическим данным строят карты пластовых температур залежи (рис. 86). Технология исследований и методика интерпретации получаемых материалов такие же, что и при изучении естественного теплового фона. Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от на-

чальной геотермы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме отражает изменение $T_{пл.}$. Скорость и масштабы развития температурных аномалий зависят от темпов фильтрации жидкости и продолжительности нагнетания воды. Существенное снижение температуры обычно присуще наиболее проницаемой части пласта, по которой происходит опережающее движение воды.

Необходимо учитывать, что скорость формирования и перемещения фронта аномальных температур (в данном случае фронта охлаждения) отстает от скорости перемещения фронта вытеснения, поскольку первые порции воды прогреваются до температуры пласта. Благодаря этому в высокопроницаемых прослоях, по которым происходит ускоренное продвижение воды, охлаждение пород может не ухудшать условий вытеснения нефти, но сопровождаться снижением температуры в соседних по разрезу менее проницаемых пластах, в которых скорость перемещения фронта вытеснения намного меньше. Это может приводить к повышению вязкости нефти и ухудшению условий ее вытеснения. Выявление таких частей продуктивного разреза важно при оценке возможных потерь нефти при закачке холодной воды для принятия решения о необходимости нагнетания в пласты горячей.

Снижение $T_{пл.}$ в результате перемещения по пласту нагнетаемой воды в добывающей скважине можно установить следующим образом. В безводный период работы скважины температура потока жидкости в стволе против нижнего работающего интервала имеет аномальное значение по сравнению с природной за счет дроссельного эффекта (уменьшения давления потока флюида при его движении через сужения в каналах). В стволе скважины температура снижается постепенно в направлении от забоя к устью в связи с потерями тепла в окружающую среду. С началом поступления в скважину воды (первые порции ее имеют $T_{пл.}$) увеличивается забойное давление и уменьшается дебит скважины. При этом снижается скорость подъема жидкости и соответственно возрастают потери тепла, уменьшение температуры по стволу происходит интенсивнее. Подход к скважине по наиболее быстро вырабатываемым прослоям фронта охлаждения приводит к значительному снижению температуры жидкости выше места поступления воды. При обводнении нижней части объекта исчезает влияние дроссельного эффекта на изменение температуры.

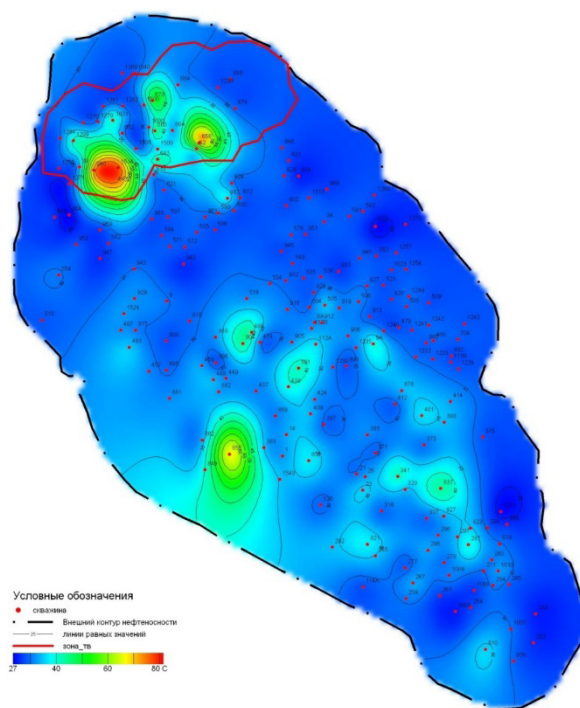


Рис. 86. Карта пластовых температур нефтяной залежи [cyberpedia.su]

Контроль за изменением теплового режима залежей при других методах воздействия на пласты, вызывающих изменения их температуры, проводится аналогичным образом. Термометрические исследования нагнетательных скважин (обычно остановленных) позволяют достаточно надежно выделять в них пласты, принимающие воду, так как они тесно коррелируются с работающими пластами в добывающих скважинах и дают ценную информацию для оценки охвата объектов заводнением. Термометрия дает возможность выделять истинно заводняемые интервалы продуктивных пластов, тогда как потокометрия выделяет интервалы перфорации, принимающие воду, среди которых могут быть и те, куда вода поступает в связи с сообщаемостью их с истинно поглощающими пластами из-за нарушенности цементного камня за колонной. При проведении границ принимающих интервалов учитывается тот факт, что отрицательные аномалии распространяются вверх и вниз по стволу скважины под действием теплопроводности жидкости и металла, а также вследствие охлаждения пород, подстилающих и перекрывающих продуктивные пласты.

Периодические замеры температур в водонагнетательных скважинах при остановках и их сравнительный анализ позволяют выявлять изменения режима работы пластов, случаи выключения ранее действовавших горизонтов из работы и др. Изучение температурных условий в скважинах способствует выяснению их технического состояния. Так, по данным термометрии можно выявить один из наиболее опасных для разработки дефектов — низкое качество цементирования, приводящее к перемещению жидкостей по ЗП в неперфорированные пласты (продуктивные или водоносные). Перетоки воды в нагнетательной скважине в пласты, не вскрытые перфорацией, фиксируются распространением отрицательной температурной аномалии за пределы поглощающего перфорированного пласта. В добывающих скважинах термометрией выявляются места притока верхней воды через нарушение колонны, места поступления ее по заколонному пространству из нижнего неперфорированного пласта и др. Такие работы целесообразно проводить совместно с изучением химического состава вод, получаемых из скважин [Муравьев, 1977; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Мищенко, 2003; Галкин, Плюснин, 2010].

Пластовое и забойное давление при разработке залежей. Энергетические ресурсы объекта на каждом этапе эксплуатации характеризуются значением пластового давления, которое по мере отбора из него нефти (газа) снижается. В последующем в зависимости от режима работы залежи, годовых объемов добычи и т. д. в изменении $P_{пл.}$ могут наблюдаться разные тенденции. Давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин, называют текущим или динамическим $P_{пл.}$. При эксплуатации на одних участках давление может снижаться, на других — стабилизироваться, на третьих — повышаться. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на них. Выявить эти, иногда противоположные тенденции, довольно трудно. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются приведенным пластовым давлением — замеренным в скважине и пересчитанным на условно принятую горизонтальную плоскость. Обычно это плоскость, соответствующая средней абсолютной

отметке начального ВНК или ГВК. Иногда могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например при большой высоте залежи — плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки. Приведенное давление $P_{\text{пл. пр.}}$ вычисляют по формуле: $P_{\text{пл. пр.}} = P_{\text{пл. з}} \pm rgh$, где $P_{\text{пл. з}}$ — замеренное в скважине пластовое давление; h — расстояние между точкой замера и условной плоскостью; r — плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине — нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой — сделан замер), g — ускорение свободного падения. Поправку rgh вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют, если она находится выше.

Давление в пласте у забоя работающей скважины называют забойным ($P_{\text{заб.}}$). По мере ввода скважин в эксплуатацию и увеличения отбора жидкости воронки депрессии (зона резкого снижения давления в пласте вокруг действующей добывающей скважины, группы скважин или в зоне отбора в целом) на забоях сближаются, одновременно происходит постепенное снижение $P_{\text{пл.}}$ в залежи. Образуется общая воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин. Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению текущего (динамического) пластового давления, которое вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное $P_{\text{пл.}}$ на 15–20 %, а иногда и более. Динамическое $P_{\text{пл.}}$ в разных частях залежи можно определить путем его замера в отдельных простаивающих скважинах и в специально остановленных. Замеренное в неработающей скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в ПЗП и стволе. Забойное давление определяют при установившемся режиме работы скважины, пластовое — после продолжительной ее остановки (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и некоторое время фиксируют $P_{\text{заб.}}$. Затем скважину останавливают, и манометр регистрирует снижающуюся КВД от забойного до динамического пластового. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию. При достаточном опыте и когда известна необходимая в конкретных геологических условиях продолжительность остановки скважины для восстановления давления, замер динамического $P_{\text{пл.}}$ проводят, спуская манометр в конце остановки, без снятия КВД. Динамическое $P_{\text{пл.}}$ определяется замерами его в скважинах, останавливаемых в последовательности, обеспечивающей неизменность условий дренирования залежи в районе исследуемой скважины. Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, так как при этом давление на данном участке поднимется выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. Для оценки состояния $P_{\text{пл.}}$ залежи на определенную дату сведения о нем должны быть получены в возможно большем количестве скважин в короткий срок.

Контроль за изменением пластового давления в процессе разработки залежи производят с помощью карт изобар. Это нанесенная на план расположения забоев скважин система линий (изобар) с равными значениями динамического $P_{\text{пл.}}$ на определенную дату (рис. 87). Карта отображает особенности общего распределения динамиче-

ского $P_{пл.}$ в залежи без учета локальных воронок депрессии каждой скважины. Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их строят два раза в год. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях: при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др. При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач строят карты абсолютного (замеренного у пласта) динамического $P_{пл.}$. При составлении карты на установленную дату используют замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение измерений требует много времени — до 1–2 месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты построения карты, необходимо в замеренные давления внести поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар. Карта служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).

Среднее динамическое $P_{пл.}$ в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания при изоляции залежи от окружающей среды. Среднее динамическое $P_{пл.}$ определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему. По нефтяным залежам среднее пластовое давление устанавливают как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как среднее взвешенное по объе-

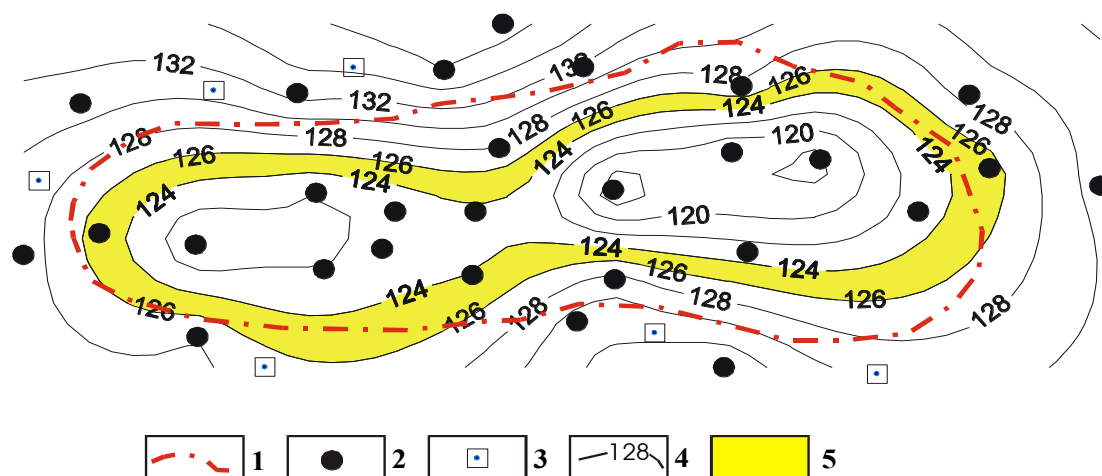


Рис. 87. Карта изобар нефтяной залежи:

- 1 — внешний контур нефтеносности; 2 — добывающие скважины;
3 — законтурные (пьезометрические) скважины; 4 — изобары, атм; 5 — элемент залежи между соседними изобарами [Иванова, Чоловский, Брагин, 2000]

му — при большой средней толщине (десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна значительная толщина пластов, для них определяют среднее $P_{\text{пл}}$ как среднее взвешенное по объему. Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон. С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной областью, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и технологических мероприятий по совершенствованию этого процесса. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности [Муравьев, 1977; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Мищенко, 2003; Галкин, Плюснин, 2010].



ГЛАВА 8

ОХРАНА ТРУДА, НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

8.1. Охрана труда и соблюдение правил техники безопасности

Требования охраны труда и техники безопасности на нефтегазовых промыслах изложены в «Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилах безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности», «Санитарных нормах проектирования промышленных предприятий». Основные задачи охраны труда сводятся к следующему: контроль за соблюдением работниками законов и нормативных правовых актов об охране труда, коллективного договора, соглашения по охране труда; организация профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний, а также мероприятий по улучшению условий труда; консультирование работников по вопросам охраны труда; изучение и распространение передового опыта.

Отдел охраны труда должен: вести учет и проводить анализ состояния и причин производственного травматизма, профессиональных заболеваний; оказывать помощь подразделениям в организации и проведении измерений параметров опасных и вредных производственных факторов, в оценке травмобезопасности оборудования; организовывать работу кабинета по охране труда и оформлять информационные стенды; проводить аттестации рабочих мест по условиям труда, а также обследовать техническое состояние зданий, сооружений, оборудования, машин, приспособлений, средств коллективной и индивидуальной защиты, санитарно-технических устройств, вентиляционных систем с точки зрения соответствия их требованиям охраны труда; согласовывать разрабатываемую в организации проектную, конструкторскую, технологическую и иную документацию относительно соблюдения требований охраны труда, а также предлагать программы по улучшению условий и охраны труда. Сотрудники отдела охраны труда должны оказывать помощь руководителям подразделений в составлении списков профессий и должностей, по которым работники проходят обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры, а также тех работников, которым на основании действующего законодательства предоставляются компенсации за тяжелую работу и вредные или опасные условия труда. Отдел охраны труда организует расследование несчастных случаев на производстве, оформляет и хранит необходимые

документы, протоколы измерений параметров опасных и вредных производственных факторов, оценки оборудования по фактору травмобезопасности и др.

К числу наиболее важных функций отдела относятся: разработка программ обучения по охране труда работников организации; проведение вводного инструктажа с поступающими на работу, командированными и студентами, прибывшими на практику. Также на отдел охраны труда возложены функции по контролю: за обеспечением и правильным применением средств индивидуальной и коллективной защиты; наличием в подразделениях инструкций по охране труда для работников согласно перечню профессий и видов работ, для которых должны быть разработаны инструкции по охране труда, своевременным их пересмотром; проведением аттестации рабочих мест по условиям труда и подготовкой к сертификации работ по охране труда; своевременным проведением обучения, проверки знаний требований охраны труда и всех видов инструктажа; организацией хранения, выдачи, стирки, химчистки, сушки и ремонта спецодежды, обуви и других средств индивидуальной и коллективной защиты; санитарно-гигиеническим состоянием производственных и вспомогательных помещений и др. За все эти мероприятия в итоге несет ответственность руководитель предприятия (рис. 88).



Рис. 88. Основные обязанности работодателя по охране труда на нефтегазовом предприятии (ТК РФ ст. 212) [myshared.ru]

В качестве основных мероприятий по охране труда на нефтегазовых объектах следует предусматривать: полную герметизацию всего технологического процесса внутри промыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды; оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами; выбор его из условия максимально возможного давления в нем, а на открытых площадках — с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время; обеспечение противопожарных расстояний между оборудованием и другими сооружениями в соответствии с требованиями нормативных документов; мероприятия по снижению потерь легких фракций товарных нефтей; размещение технологического оборудования на открытых площадках согласно перечню, утвержденному Миннефтепромом; установку электрооборудования во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»; применение блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации; контроль, автоматизацию и управление технологическим процессом с диспетчерского пункта в соответствии с «Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий Миннефтепрома»; блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов; механизацию трудоемких процессов при ремонте технологического оборудования. В помещениях со взрывоопасными средами необходимо ставить сигнализаторы и газоанализаторы до взрывных концентраций в соответствии с «Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности» Миннефтепрома. Для обслуживающего персонала необходимо предусматривать бытовые помещения (гардеробные, для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм. На удаленных кустах скважин на одном из них должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала.

Анализ несчастных случаев в бурении и нефтепромыслах свидетельствует о том, что значительная их часть происходит вследствие нарушения правил техники безопасности. Это обусловлено чаще всего: плохим инструктажем; неправильной организацией труда; слабым техническим надзором инженерно-технических работников. Большинство несчастных случаев связано с тем, что при ведении работ применяется неисправный инструмент и оборудование, отсутствуют защитные средства, недостаточно используются приспособления по технике безопасности и малой механизации, облегчающие труд и предотвращающие опасности, возникающие во время работ. Чтобы максимально снизить травматизм, необходимы высокая квалификация рабочих, знания технологических особенностей бурения и освоения скважин, назначения, конструкция и правил эксплуатации оборудования и механизмов, правильных и безопасных приемов выполнения работ, а также высокий уровень технического надзора со стороны руководителей. Улучшение организации труда, механизация тяжелых и трудоемких работ, рационализация технологических процессов, внедрение более совершенных видов оборудования, механизмов и инструмента — основные направления повышения производительности труда и создания безопасной обстановки на буровых и нефтепромысловых предприятиях. В этом направлении уже достигнуты значительные успехи

вследствие внедрения новой техники, пневматических систем управления, контрольно-измерительной, регистрирующей, ограничительной и другой аппаратуры [Бобкова, 2010; Федеральные нормы..., 2013; Федосов, Вадулина, Шабанова, Абдрахманов, 2017; Охрана труда, 2017].

8.2. Охрана недр и окружающей среды

Отметим некоторые характерные особенности нефтегазового промысла.

1. Повышенная опасность продукции. Нефть и газ пожароопасны, для всех живых организмов они вредны из-за: химического состава; гидрофобности; возможности газа проникать через кожу внутрь организма; абразивности высоконапорных струй. Газ при смешивании с воздухом в определенных пропорциях может взорваться.

2. Добыча нефти и газа способна вызывать глубокие преобразования природных объектов земной коры на больших глубинах. В процессе нефтегазодобычи осуществляются широкомасштабные и весьма существенные воздействия на породы. При снижении пластового давления происходит перераспределение нагрузки: повышаются напряжения в поровом скелете пласта, что может приводить к землетрясениям. Иными словами, нарушается равновесие литосферы, т. е. геологическая среда. Закачка воды для поддержания $P_{пл.}$, особенно с различными химическими реагентами, может загрязнять водоносные горизонты, используемые для снабжения населения. Это может происходить также при бурении скважин, аварийных перетоках между пластами и открытым фонтанировании.

3. Практически все объекты, применяемые материалы, оборудование, техника являются источниками повышенной опасности: трубопроводы с жидкостями и газами под высоким давлением, электролинии и т. д. Токсичны многие химреагенты и материалы.

4. Для всех нефтегазодобывающих объектов необходимо исключать из сельскохозяйственного, лесохозяйственного или иного пользования большие участки земли, необходимые для строительства объектов добычи нефти, дорог, коммуникаций, трубопроводов, ЛЭП и т. д.

5. Огромное количество транспортных средств, особенно автотракторной техники, в той или иной мере загрязняют окружающую среду. По уровню отрицательного воздействия на природу нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди других отраслей промышленности. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды: атмосферу, гидросферу, причем не только поверхностные, но и подземные воды, геологическую среду, т. е. всю мощность вскрываемых скважиной пластов в совокупности с насыщающими их флюидами. Характер воздействия на природу обусловлен тем, что все технологические процессы нефтегазодобычи (разведка, бурение, добыча, переработка, транспорт) оказывают на нее отрицательное влияние. В результате нефтяного загрязнения происходят следующие экологические последствия: нарушается обмен в системе «океан — атмосфера», приводящий к гибели водоплавающих птиц; изменяется структура сообществ — происходит накопление кан-

церогенов по цепям питания; нарушается процесс фотосинтеза, приводящий в первую очередь к гибели икры и молодой рыбы [Панов, Петряшин, Лысянский, 1986; Пиковский, 1993; Солнцева, 1998; Дворинович, Горбунова, 2019; Насыров, Масленников, Нагуманов, 2019].

8.2.1. Охрана недр

Практическая реализация требований охраны недр базируется на результатах детального геолого-промыслового анализа эксплуатации объекта, для выполнения которого необходим определенный объем качественной информации. Только на такой основе возможно создание достаточно приближенных к реальным условиям моделей процесса разработки, позволяющих выявлять текущее и прогнозировать будущее состояние извлечения запасов из недр. Для охраны недр в нефтегазовой промышленности весьма актуальны вопросы: комплексного геологического изучения их строения, получения достоверных данных о запасах нефти и газа; максимально возможного снижения потерь запасов нефти при разведке и эксплуатации объектов (выброс и отдельное фонтанирование); обоснования прогрессивных способов вскрытия, разработки и повышения нефтеотдачи, технологии добычи нефти и газа по экономическим и экологическим показателям; объемов, видов и организации рекультивации земли; сохранения в чистоте водоносных горизонтов, предотвращения их истощения; максимального использования нефтяного газа; обеспечения минимума потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа, конденсата при эксплуатации, подготовке и транспортировке их; предотвращения загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации залежей, захоронении отходов и т. д.; предотвращения потерь нефти и газа, загрязнения ими почвы, атмосферы, водоемов, в том числе морей и океанов при освоении шельфа.

Месторождения УВ разрабатываются по утвержденным проектам и технологическим схемам в соответствии с правилами технической эксплуатации. Функции государственного надзора и контроля за использованием и охраной недр возложены на Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору (Госгортехнадзору). В нефтегазовой отрасли Госгортехнадзор контролирует: правильность разработки объектов нефти и газа и выполнение требований по охране недр; выполнение предприятиями установленного порядка учета запасов; соблюдение правил и норм по безопасному ведению работ при пользовании недрами; выполнение правил ведения геологических работ; предотвращение загрязнения подземных и наземных объектов нефтью, газом, сточными водами, вредными веществами и материалами при их подземном хранении.

Выполнение требований охраны и рационального использования недр при проведении геологоразведочных изысканий на нефть и газ достигается применением совершенных методик проектирования и проведения разных видов работ на всех стадиях поисково-разведочного процесса. На региональном этапе выбор направления и рационального комплекса исследований должен проводиться на научно обоснованной геоло-

гической модели изучаемого объекта. На стадии выявления и подготовки к поисковому бурению основное внимание необходимо уделять комплексированию разных методов (структурное бурение, сейсморазведка и др.), проводить поиски ловушек разного типа. Для обеспечения охраны окружающей среды в районе добывающих предприятий должны быть проведены следующие мероприятия [Пиковский, 1993; Солнцева, 1998; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Малахова, 2021].

1. При бурении скважин на нефтяных объектах должны быть приняты меры, обеспечивающие: предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин; надежную изоляцию нефте-, газо- и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу; герметичность всех технических и обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование; предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

2. При разведке и подготовке объектов к эксплуатации необходимо опробовать все горизонты, нефтегазоносность которых отлична по результатам анализа керна, шлама и геофизических исследований. В случае получения из них воды должны быть проведены работы, уточняющие источник ее поступления, и, при необходимости, повторное опробование после изоляционных работ.

3. Вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающим выбросами или открытыми фонтанами, необходимо проводить при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом.

4. Эксплуатационные объекты следует разбуривать, обеспечив все необходимые меры по предотвращению ущерба другим горизонтам. При первоочередном изучении нижних пластов должны быть предусмотрены все технические мероприятия, гарантирующие успешную проводку скважин через верхние продуктивные горизонты (предотвращение нефтяных или газовых выбросов, открытых фонтанов, глинизацию и ухудшение их естественной проницаемости). Должны быть осуществлены технические мероприятия по предупреждению ухода промывочной жидкости в верхние разрабатываемые пласты. Если это произошло, то использование добывающих скважин, ближайших к бурящейся, должно быть прекращено до окончания ее строительства или спуска промежуточной колонны, перекрывающей эксплуатируемый пласт.

5. При разработке объектов, состоящих из нескольких сообщающихся пластов, возможны межпластовые перетоки флюидов. Для предотвращения этих явлений, затрудняющих добычу и контроль за выработкой отдельных пластов, необходимо постоянно следить за изменением $P_{пл.}$, дебитов скважин, обводнения их продукции в зоне связи пластов с целью своевременного установления возобновления перетоков и их интенсивности. Причиной перетоков могут быть нарушения технического состояния скважин, поэтому в них должны проводиться изоляционные работы согласно геолого-техническому наряду.

6. Для предотвращения снижения проницаемости призабойной зоны в результате длительного воздействия на нее воды или глинистого раствора после окончания буре-

ния и перфорации колонны должны быть приняты меры по немедленному освоению скважин. Временное бездействие их, связанное с отставанием обустройства площадей, допускается только при условии заполнения ее ствола (или хотя бы его нижней части) пластовой жидкостью.

7. В разведочной скважине, имеющей эксплуатационную колонну, последовательное опробование нескольких нефтеносных пластов производится отдельно снизу вверх. После окончания изучения очередного пласта его изолируют путем установки цементного моста (или других технических средств) с последующей проверкой его местоположения и герметичности снижением уровня жидкости в стволе и опрессовкой.

8. В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (аварии или низкое качество проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводоносных горизонтов, необходимо произвести изоляционные работы для предотвращения межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

9. В процессе бурения и освоения разведочных, добывающих и нагнетательных скважин должен быть проведен комплекс геофизических, гидродинамических и других исследований.

10. Мероприятия по охране окружающей среды при разбуривании нефтяных объектов должны быть направлены на предотвращение загрязнений грунта, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. В связи с этим они включают в себя: планировку и обваловку буровых площадок (рис. 89), емкостей с нефтепродуктами и химреагентами; использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров (рис. 90) с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища (рис. 91); многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведенные места; рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения [Опыт



Рис. 89. Обваловка буровой площадки [victorborisov.livejournal.com]

комплексных..., 2004; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Малахова, Остах, Мазлова, 2021].

Одной из проблем охраны недр является освоение не только сырья (нефти и природного горючего газа), но и попутных и рассеянных компонентов (этан, пропан, бутан, гелий, сера — в газах, тяжелые металлы — в нефти), особенно в водах нефтяных месторождений. Общее количество минерализованных вод и рассолов, добываемых попутно с нефтью, составляет по России ~ 60 млн м³/год. Эти воды содержат литий, цезий, ру-



Рис. 90. Земляной амбар на буровой для сбора отходов
[s3-rd-prod.crainsdetroit.com]



Рис. 91. Сооружение земляного амбара с гидроизоляцией
[rosneftemash34.ru]

бидий, стронций, магний, калийные соли, щелочи и др. По величине запасов промышленно-ценных компонентов попутные воды могут конкурировать с традиционными рудными источниками их добычи (например, для литья). Утилизация полезной продукции из попутных вод наряду с очисткой менее минерализованных вод до уровня ПДК (предельно допустимых концентраций) способствует сохранению окружающей среды.

При разработке многопластовых объектов одной сеткой скважин необходима система мер по точному учету добычи нефти из каждого пласта или из их группы, по которым запасы подсчитывают отдельно. Это нужно для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутой величиной текущей нефтеотдачи. Косвенные методы пересчета на отдельные пласты продукции, добываемой из совместно разрабатываемых нескольких пластов, весьма приближительны и могут привести к значительным погрешностям в распределении добычи. Поэтому на каждом пласте необходимо иметь систему контрольных скважин, работающих только с этим объектом и расположенных в разных по продуктивности частях залежи. Замеры дебитов по ним будут служить основой для корректировки распределения добычи по остальным скважинам. В залежах, разработка которых ведется при условиях, близких к граничным значениям изменения физико-химических свойств нефти, газа и пластовой воды, может происходить: осаждение парафина при снижении температуры пласта от закачки холодной воды; выпадение солей при взаимодействии закачиваемой и пластовой воды; бактериальное заражение залежи и др. В этих случаях при подготовке к эксплуатации необходимо проанализировать все возможные случаи взаимодействия природных и вновь вводимых в залежи агентов и системы разработки создавать с таким расчетом, чтобы исключить или снизить до безопасного уровня последствия этих соприкосновений. Специальный контроль за этим позволит принять своевременные меры по ликвидации или локализации начинающихся нежелательных процессов. Особенно тщательная подготовка требуется при применении новых методов разработки.

Добывающие и нагнетательные скважины должны работать на утвержденном технологическом режиме. Для контроля за его выполнением при подготовке скважин к эксплуатации необходимо предусмотреть возможность проверки параметров их работы. Использование дефектных добывающих скважин с нарушенной герметичностью колонн, цементного кольца за ней и т. п. допускается по согласованию с органами Госгортехнадзора в случаях, когда установленные технологическим режимом отборы жидкости не приводят к нарушению требований охраны недр. За работой таких скважин должен быть установлен строгий контроль. Использование дефектных нагнетательных скважин не допускается. В скважинах, эксплуатация которых нарушает правила охраны недр, должны быть проведены ремонтно-изоляционные работы с предварительным выполнением необходимого комплекса исследований по выявлению источника и места поступления воды или газа в скважину.

Длительная разработка месторождений нефти и газа, особенно крупных, может вызывать опускание поверхности на несколько метров на площади в десятки и сотни км², что может привести к изменению гидрологического режима, заболачиванию или затоплению земель. Основная причина — сжатие пластов под действием дополнительного горного давления, равного давлению столба жидкости, на величину

которого снижен пьезометрический уровень. Кроме того, сдвиг пород приводит к нежелательным явлениям при разработке: изменению коллекторских свойств пласта под действием горного давления; искривлению скважин и деформации обсадных колонн; скалыванию стволов в результате послойных горизонтальных срывов пород при больших вертикальных перемещениях слоев; деформации и разрушению промысловых объектов (трубопроводов, нефтегазохранилищ, вышек). Во избежание таких последствий или для своевременного принятия мер защиты от них должен быть организован контроль за оседанием поверхности. Перечисленные выше мероприятия при комплексном их проведении могут обеспечить выполнение требований охраны недр и рациональное использование их запасов [Муравьев, 1977; Пиковский, 1993; Опыт комплексных..., 2004; Дунюшкин, 2006; Малахова, Осташ, Мазлова, 2021].

8.2.2. Охрана окружающей среды

Сооружение и эксплуатация нефтегазопромысловых объектов оказывает существенное влияние на окружающую среду [Панов, Петряшин, Лысянский, 1986; Пиковский, 1993; Солнцева, 1998; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Дворинovich, Горбунова, 2019; Насыров, Масленников, Нагуманов, 2019; Малахова, 2021]. Различают несколько видов воздействия на нее. *Механическое* возникает в процессе ведения земляных и строительных работ при организации техногенных объектов. Кроме того, к прямому механическому воздействию относят также захламление территории строительными отходами, металлоломом и т. д. Негативные последствия этого воздействия выражаются в нарушении структуры почвенного покрова, засыпке и срезании естественных почв. *Физическое воздействие* заключается в запечатывании почвенной поверхности различными видами покрытий в результате организации производственных площадок и размещении техногенных объектов прошлой хозяйственной деятельности. При этом почвы значительно уплотнены, изменены их водный, тепловой, газовый, биологический режимы (уменьшен градиент температур, микробиота функционирует по анаэробному типу, не поступают вещества извне). *Химическое* проявляется в загрязнении почвенного слоя токсичными компонентами техногенного характера. Прямое химическое воздействие на почвенный покров возникает при разливах горюче-смазочных материалов, загрязняющих веществ или при опосредованном поступлении загрязнений со смывами, поверхностными и инфильтрационными сточными водами с территории нефтепромысла. Загрязнения оказывают влияние на состав почв, создают неблагоприятные условия для развития естественных почвенных процессов, в том числе трансформации и миграции органического вещества. Может снижаться запас в почве питательных веществ, изменяться ее биологическая активность, физико-химические и агрохимические свойства.

В связи с этим охрана окружающей среды должна включать мероприятия по улучшению использования природных ресурсов и охране от загрязнения: почв, лесов и водоемов; земель, отводимых под строительство; атмосферного воздуха промышленными выбросами (в частности, сжигание нефтяного попутного газа в факелах) (рис. 92);

водоемов. В проектно-сметной документации обустройства нефтегазовых промыслов предусматриваются специальные меры природоохранной инженерной подготовки, а также комплексные восстановительные работы (рекультивация).

Экологические проблемы имеют особое значение при освоении месторождений и требуют глубокого и всестороннего изучения. Вследствие этого природоохранительная деятельность является основным компонентом всех трудовых процессов. При комплексном подходе к проблемам охраны окружающей среды на обустройстве промыслов необходимо рассматривать не только технологический уровень строительно-монтажных работ, но и все возможные факторы, связанные с освоением объектов. Природоохранную программу условно можно подразделить на мероприятия, проекты производства строительно-монтажных работ, условия эксплуатации объектов, зданий и сооружений.

Воздействие строительства нефтегазопромыслов на природные комплексы может носить постоянный и временный характер. Временное происходит непосредственно при выполнении работ. Факторами его являются: большое количество различных отходов, шумы от строительной техники и транспортных средств, засорение водоемов и рек при прокладке трубопроводов, вырубка леса. Загрязнение и разрушение почвенного слоя может быть не только механическим и тепловым, но также микробиологическим, химическим, радиоактивным и радиохимическим (рис. 93). Основными природоохранными мероприятиями, которые также способствуют повышению надежности работы нефтегазопромысловых сооружений на участках развитых суффозионно-карстовых явлений, являются: непереносное сохранение бронирующего чехла отложений на карстующихся породах; восстановление дерна и растительности, т. е. искусственное создание благоприятных условий для поверхностного, а не грунтового стока; борьба с оврагами; укрепление склонов, проведение противооползневых мер.



Рис. 92. Сжигание нефтяного попутного газа в факелах [shutterstock.com]



Рис. 93. Классификация загрязнений [ppt-online.org]

Воздействие нефтегазопромыслового строительства на природу может привести к изменению нормального функционирования элементов окружающей среды, температурного режима грунтов, активизации геокриологических процессов, нарушению целостности почвенно-растительного слоя, развитию эрозионных процессов, нарушению земельного фонда лесов, ухудшению состояния водных объектов. Эти явления изменяют среду обитания животных, рыб, снижают способность к размножению. Утечки УВ приводят к пожарам, нефть и конденсат, впитываясь в грунт, губят верхние слои почвы (рис. 94), атмосфера загрязняется легкими УВ. В отдельных случаях нефть и конденсат непосредственно попадают в водоемы, при этом могут засоряться и подземные воды. Загрязнителями окружающей среды при обустройстве газовых промыслов могут быть: природные газы (метан, этан и др.); выхлопные газы газоперекачивающих агрегатов; жидкости (пластовые конденсационные поверхностные воды), углеводородный конденсат, минеральные масла, метанол, диэтиленгликоль, органические кислоты, ПАВ. Наносят вред также различные химические реагенты, используемые для подготовки воды и чистки технологической аппаратуры, твердые компоненты (гидраты УВ, строитель-

ный мусор, гранитная крошка, загрязненные нефтепродуктами предметы и т. п.), другие вещества (ртуть, применяемая в расходомерах) [Солнцева, 1998; Малахова, 2021].

Охрана воздушной среды. Рассмотрим основные загрязняющие вещества, оказывающие негативное воздействие на качественный состав атмосферы при добыче и переработке нефти и газа. *Сероводород* может поступать в атмосферу при эксплуатации газовых и газоконденсатных объектов, содержащих его в своем составе. Он является наиболее опасным для живых организмов: даже при небольшой концентрации оказывает отравляющее воздействие. *Сернистый ангидрид (SO_2)* поступает в воздушную среду при сжигании высокосернистых нефтепродуктов. Нефтеперерабатывающая промышленность на 40 % загрязняет атмосферу этим соединением. Оно оказывает общее токсичное воздействие, нарушает углеводный и белковый обмен. Токсичность его возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, оксидами углерода и азота, аммиаком. *Углекислый газ* присутствует в нефтяных попутных газах и в газовых месторождениях. Он может образовываться при бактериальном разложении органического вещества, нефти, бикарбонатов. *Диоксид азота (NO_2)* является одним из главных загрязнителей атмосферы среди азотсодержащих газов. Образование связанного азота происходит при сжигании топлива, причем оксид его неустойчив в природных условиях и переходит в диоксид при реакции с кислородом воздуха. Диоксид азота оказывает общее токсичное воздействие и поражает при высоких концентрациях центральную нервную систему.



Рис. 94. Загрязнение почвы нефтью [dzen.ru]

Углеводороды поступают в атмосферу при испарении и неполном сгорании нефти и нефтепродуктов. Наиболее токсичными из углеводородных газов являются бутан и пентан. При сжигании жидких и твердых топлив выделяются ароматические УВ, обладающие ярко выраженными канцерогенными и мутагенными свойствами. Пары жидких УВ тяжелее воздуха и при соединении с ним образуют взрывоопасные смеси, нижний предел воспламенения которых составляет ~ 1 %. Синтезированные вторичные продукты горения выпадают на поверхность земли в виде кислотных дождей и представляют реальную опасность для биосферы. Существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна вносит нефтяной газ, сжигаемый в факелах. Следует учитывать высокую миграционную активность газообразных веществ, которые фиксируются не только у источника загрязнения, но и на значительном удалении от него. Максимальный ареал рассеивания (до 15 км) характерен для УВ, аммиака и оксидов углерода, сероводород мигрирует на расстояние 5–10 км, а оксиды азота и серный ангидрид фиксируются в пределах 1–3 км от очага загрязнения. Кроме химического воздействия при сжигании газа происходит и тепловое угнетение растений, а в радиусе 50–100 м — нарушение фонового растительного покрова.

Для сокращения вредных выбросов в атмосферу и защиты окружающей среды проектами обустройства нефтяных месторождений, в том числе и с содержанием агрессивных компонентов, предусматриваются следующие мероприятия: применение однотрубной герметизированной системы сброса, транспорта и подготовки нефти и газа; исключение постоянных выбросов на факел сероводородсодержащих углеводородных газов; проведение постоянного автоматического контроля содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны; автоматизация и телемеханизация технологических процессов, позволяющая предусмотреть аварийную ситуацию; ввод ингибитора коррозии в продукцию скважин; применение коррозионно-стойкого нефтепромыслового оборудования; использование труб с утолщенной стенкой для промысловых и технологических

трубопроводов, прокладывать которые следует по возможности на непригодных для сельскохозяйственных целей землях и лесах малоценных пород; очистка бытовых, производственных и дождевых сточных вод; внедрение замкнутых систем водного хозяйства без сброса сточных вод в водоемы, организация оборотных циклов; утилизация очистных сточных вод путем их закачки в продуктивные горизонты для поддержания пластового давления; кустовое расположение эксплуатационных скважин (рис. 95); устройство валов по периметру одиночных скважин, кустов скважин или их группы, резервуаров для нефти; рациональное размещение площадки строительства; прокладка коммуникаций в коридорах, гидравлическое испытание их после монтажа, контроль сварки трубопроводов гамма-лучами; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов, замерных установок, сепараторов и других аппаратов, работающих под давлением, в дренажные емкости или на специальные свечи; отвод утечек нефти при подземном ремонте скважин в дренажную канализационную емкость.

Для охраны атмосферного воздуха от загрязнений следует предусматривать: герметизацию технологических процессов сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, пластовой воды; утилизацию нефтяного газа; направление газообразных сред на факел для сжигания при разгрузке и продувке аппаратов; предотвращение выбросов в атмос-

феру окиси углерода, сернистого ангидрида и других вредных веществ, выделяющихся при сжигании сбросовых газов на факеле в размерах, превышающих ПДК; снижение загазованности рабочей зоны при перекачках сжиженных газов и сред, насыщенных растворенными углеводородными газами, за счет применения насосов, уплотнения валов которых исключают утечку перекачиваемых сред (двойные торцовые или сальниковые уплотнения); очистку газа от сероводорода и меркаптанов, утилизацию получаемых при этом «кислых» газов с серой (при технико-экономическом обосновании).

Значительную часть веществ, загрязняющих воздух при обустройстве месторождения, составляют отработанные газы различных машин и механизмов. Поэтому основные мероприятия по снижению загрязнения атмосферного воздуха при выполнении технологических процессов строительства в первую очередь должны быть направлены на уменьшение токсичности отработавших газов. Предупреждение загрязнения воздуха требует затрат, идущих на устройство систем его очистки, создание санитарно-защитных зон. Для предотвращения воздействия газа на воду предусмотрено применение закрытой герметичной напорной системы сбора нефти. Все сточные воды на промысле, включая нефтесодержащие и хозяйственные стоки, направляются на очистку, после чего распределяются между нагнетательными и поглощающими скважинами. Загрязнение можно значительно уменьшить при осуществлении правильной технологической эксплуатации промыслового сбора, отработки и транспорта нефти. Для минимального воздействия на геологическую среду при разработке объектов предусматриваются следующие тех-



Рис. 95. Кустовое расположение добывающих скважин [Voda-par.ru]

нические и организационные природоохранные мероприятия: материалы, используемые при проводке и эксплуатации скважин, представляющие опасность для поверхностных водостоков (дизтопливо, масла, химреагенты и др.), складываются и хранятся на расстоянии не ближе 30 м от любого естественного водостока; твердые и газообразные бытовые и производственные отходы органического происхождения (деревянная тара, мешки и т. д.) сжигаются в определенных местах, причем должны быть приняты меры, обеспечивающие их полное уничтожение, не наносящие ущерб земельным угодьям и воздушной среде; по окончании работ и в случае загрязнения почвы нефтехимическими продуктами верхний слой снимается и вывозится в ближайшие отвалы для захоронения или сжигается с последующим захоронением в амбарах; создание системы ливневой канализации и очистных сооружений, сбор нефтесодержащих стоков в специальные емкости; обустройство земельного участка защитными канавами и валами; полная герметизация систем сбора, сепарации и подготовки нефти; герметичность упаковки жидких и сыпучих реагентов при их транспортировке и хранении; при использовании резервуаров для сбора нефти предотвращение перелива достигается автоматическим перекрытием приемных задвижек [Пиковский, 1993; Солнцева, 1998; Грива, 2005; Малахова, 2021].

Охрана почв и растительности. Глубина просачивания нефти зависит от механического состава почв: в супесчаных и песчаных почвах она > 1 м, а в суглинках и глинистых грунтах $< 50\text{--}70$ см. Реакция почвенно-растительного комплекса на углеводородное загрязнение носит избирательный характер. Ареалы распространения тяжелых фракций нефти приурочены к пониженным элементам рельефа и не образуют сплошных покровов. В почве наблюдается накопление железа, марганца и уменьшается содержание фосфора, калия и магния. Возрастают количества углерода и азота, увеличивается доля нерастворимого осадка в гумусе, что ослабляет стойкость почвенных экосистем к неблагоприятным внешним воздействиям, вызывает существенное изменение их характеристик и снижение плодородия. Кроме того, нефть производит выщелачивание и уменьшает гидролитическую кислотность почв. Особую опасность представляет поступление битуминозных веществ, обладающих мутагенными и канцерогенными свойствами. Под их влиянием повышается фитотоксичность почвы, приводящая к нарушению физиологических процессов и ухудшению растительной продукции. Экспериментально доказано, что период восстановления почвенно-растительных ресурсов после загрязнения их нефтью зависит от климатических и ландшафтно-геохимических особенностей территории. Возобновление древесных пород на месте погибшего фитоценоза практически не наблюдается, а формирующиеся растительные сообщества отличаются объединением видового состава. С экологических позиций неприемлема ликвидация разливов нефти на поверхности земли путем их сжигания и захоронения, так как при сжигании образуются канцерогенные вещества. При этом не только увеличивается токсичность почв, но и резко снижается их биологическая продуктивность. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) — стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в разных природных средах. Восстановление растительного покрова на нарушенных при обустройстве промысла землях естественным путем происходит длительное время — до 90–100 лет [Пиковский, 1993; Грива, 2005; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017].

В связи с этим необходимо: комплексное обеспечение экологической безопасности; учитывать уязвимость природной среды; не вступать в противоречия с естественными закономерностями, чтобы не вызвать необратимых процессов. Особенно уязвимость заметна на Крайнем Севере — в зонах, слабых с точки зрения экологической устойчивости и способности к самогенерации (тундровые биогеоценозы). Здесь опасность загрязнения почв нефтяными УВ возрастает, поскольку в кислых, холодных, переувлажненных и малогумусных условиях деградация нефтепродуктов происходит крайне медленно. К тому же передвижение транспорта и спецтехники в летний период приводит к необратимому разрушению почвенно-растительного слоя, нарушению чувствительного теплового баланса мерзлоты и инициирует таяние льдистых прослоев и необратимую трансформацию рельефа в искусственный водоем. Именно торфяной слой почв обеспечивает стабильность поверхности тундры и поддерживает чувствительный температурный баланс мерзлотных почв. Количество нарушенных участков связано с чрезвычайной чувствительностью тундровой территории к антропогенному воздействию и активностью проявления комплекса экзогенных геологических и гидрологических процессов: морозное растрескивание и повторно-жильное льдообразование; криогенное (сезонное и многолетнее) пучение грунтов; термокарст; криогенные оползни и сплывы (криогенные оползни скольжения); солифлюкция; термоабразия морских берегов и озер; термоэрозия; боковая эрозия речных берегов русловым потоком; заболачивание; эоловые и гидрологические процессы (приливно-отливные течения, паводковые и ледовые явления) [Грива, 2005; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Малахова, 2021].

Для охраны почв и предотвращения их загрязнения проводятся следующие мероприятия: твердые бытовые и строительные отходы утилизируют на специальных полигонах; складирование металлолома осуществляют на отдельно отведенных площадках; горюче-смазочные материалы, деэмульгаторы, дистиллят, химреагенты хранят в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой; аналитической лабораторией планомерно осуществляется контроль экологического состояния территории промыслов, промзоны, жилых поселков. Запрещается вне пределов земельных отводов под строительство скважин устраивать временные склады оборудования, материалов, стоянки автотранспорта, прокладывать временные транспортные коммуникации.

Рациональное использование и охрана земель должны обеспечиваться следующими мероприятиями: соблюдением нормативов плотности застройки; использованием для строительства территорий, считающихся малопригодными для хозяйственного пользования; прокладкой коммуникаций в коридорах с минимально допустимыми по нормам расстояниями между ними; локализацией загрязнений непосредственно на месте образования; применением для защиты трубопроводов от почвенной коррозии наряду с наружной защитой катодной поляризации; контролем качества сварных стыков физическими и радиографическими методами; организацией учета забираемой и возвращаемой воды; в системе сброса стоков должны предусматриваться приспособления для отбора проб и учета количества поступающих сточных вод; созданием санитарно-защитных зон для сооружений канализации в соответствии с требованиями

ми «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий»; строительством очистных сооружений сточных вод с учетом количества, качественного состава и режима их отведения. Для защиты почвы от ветровой и водной эрозии должны предусматриваться: трамбовка и планировка грунта при засыпке траншей после укладки трубопроводов; организованный отвод поверхностных вод с площадок; крепление береговых откосов на переходах трубопроводов через реки [Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017].

Функции и объемы природоохранных работ должны быть возложены не только на службу экологического контроля, но и на другие инспектирующие организации (службы проверки качества строительно-монтажных работ, технадзора заказчика, авторский надзор на строительстве природоохранных объектов, общественные организации и др.). Эколого-хозяйственная эффективность **рекультивации** (восстановления) любых нарушенных человеком участков земли, в том числе загрязненных нефтью, определяется не количеством сдаваемых гектаров, а степенью восстановления на них исходных функций биогеоценоза, таких как производство биологической продукции, депонирование углерода, выделение кислорода, биогенный круговорот веществ и др. Реабилитация затронутых нефтью почв — очень медленный процесс. При высоком уровне загрязнения происходит практически полная депрессия функциональной активности флоры и фауны, замедляется жизнедеятельность большинства микроорганизмов и происходит угнетение самоочищающей способности почвы. Подготовительным этапом рекультивации территорий нефтегазопромыслов является картографирование захламленных и загрязненных участков. На основе полученных данных составляются технологические схемы рекультивации нарушенных участков, рассчитывается требуемое количество материалов, техники и работников. Отдельно учитывают площадь и мощность распространения эрозии грунтов, характеристики незатопленных понижений и неровностей рельефа.

Цель рекультивации лесных и болотных почв — восстановление естественных начальных природных условий (рис. 96). Серьезный недостаток заключается в отсутствии ранжирования требований по отношению к принимаемым землям. Одни и те же критерии приемки и их значения установлены для всех без исключения рекультивируемых участков, при уравнивании их друг с другом. При этом не учитывается, что большинство из них различаются между собой по одному или нескольким характерным признакам: положению в ландшафте (склон, ровная площадка, бессточная котловина, стокообразующее болото и т. д.); почвенно-гидрологическим условиям (подзолы на дренированной песчаной поверхности, торфяные почвы на болотах верхового типа, аллювиальные почвы на затапливаемой пойме и т. д.); охранному статусу территории (водоохранная зона, среда обитания редких видов животных или произрастания ценных лесонасаждений, родовое угодье и т. д.); давности нефтяного разлива (свежие < 4 лет, давние 4–10, старые > 10).

Согласно исследованиям, концентрация нефти в почве 1–2 % уже оказывает токсическое воздействие на почвенных животных и растительность. В федеральных документах были установлены нормы высокого и очень высокого загрязнения почв нефтью — 3 и 5 г/кг почвы соответственно. Участки земель, на которых фиксируются

подобные концентрации, подлежат консервации с изъятием их из оборота. Технологии рекультивации предусматривают активное воздействие на поверхность загрязненных участков. При этом на них происходит радикальное преобразование микрорельефа исходного ландшафта, изменение почвенно-гидрологических условий, морфологической структуры и физико-химических свойств верхних слоев почвы. Значительная часть нефтезагрязненных земель приходится на поверхность торфяных болот, что обуславливает актуальность проблемы восстановления загрязненного биоценоза этих участков. На территориях, где основная доля нефтяных разливов сосредоточена на болотах верхового типа, имеющих низкую устойчивость к механическому и химическому воздействию, применение в рекультивации традиционных сельскохозяйственных технологий приводит к деградации существующих болотных биогеоценозов.

Опыт восстановления нефтезагрязненных поверхностей торфяных болот показывает, что приоритетными направлениями являются локализация аварийных разливов и удаление отложений нефти щадящими технологиями. Так, многослойные непроницаемые, полупроницаемые и водонепроницаемые покрытия могут использоваться в со-

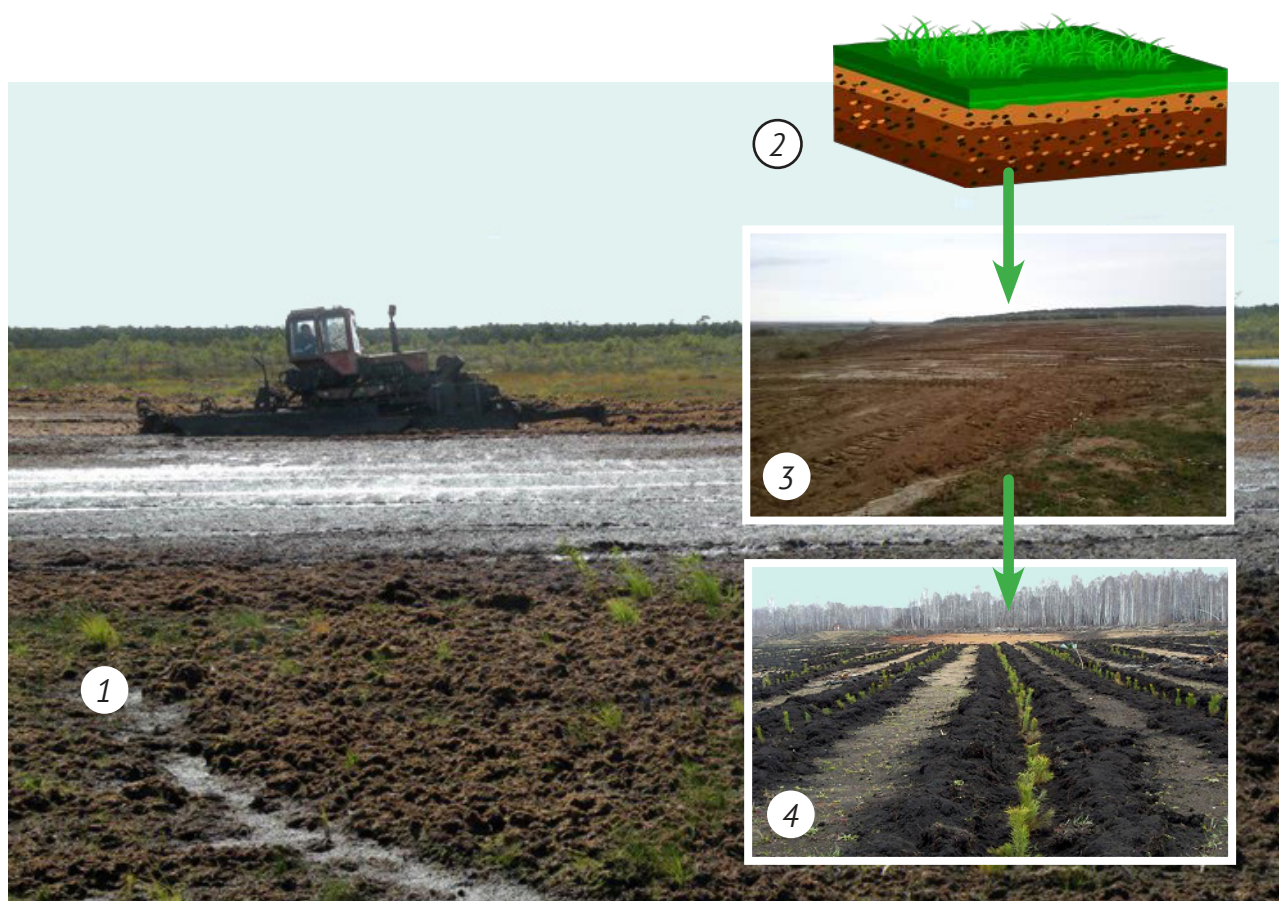


Рис. 96. Рекультивация земель после окончания геологоразведочных работ:

1 — первоначальный вид участка рекультивации; 2 — рекультивант; 3 — вид участка рекультивации с внесенным рекультивантом; 4 — вид участка рекультивации с высадкой леса через 60 дней после начала работ [www.prostanki.com]

стае элементов консервации загрязненных участков. Ограничение потока ливневых вод снижает количество грунтовых вод и препятствует распространению загрязнения. Известно применение покрытий: из песка и бентонита; глины; мембраны из полиэтилена низкого давления; бентонита и песка; полимерных материалов; бетона; асфальта с одновременным устройством системы дренажа. Использование активных методов (выемка загрязненной почвы, совмещенное удаление растительности и почвы, вымывание горячей водой под высоким давлением и др.) может резко изменить среду и существенно увеличить период естественной рекультивации.

Стратегия восстановления должна включать: максимально возможное удаление нефти с поверхности; локализацию аварийных разливов с помощью засыпки пораженных участков воздушно-сухим торфом; их ежегодный мониторинг, с целью определения уровня содержания остаточной нефти, достаточного для сдачи таких земель контролирующим органам. Технология рекультивации нефтезагрязненных поверхностей торфяных залежей в неосушенном состоянии заключается в активизации существующих в торфогенном слое микроорганизмов, количество которых обусловлено биохимическим процессом торфообразования, оно значительно выше, чем у любых других почв. Сорбируя определенную часть нефти, слой воздушно-сухого торфа частично разгружает торфогенный слой залежи, одновременно давая ему возможность самовосстанавливаться. Воздушно-сухой торф, наносимый на пораженный участок торфяной залежи, является пористой системой, в которой воздуха содержится на два порядка больше, чем твердого вещества, и находится множество микроорганизмов, в том числе и окисляющих УВ. Специфические условия существования болотной растительности сделали ее более «агрессивной», значительно быстрее восстанавливающей поврежденный покров, чем флора сухолюбивых. Возрожденный болотный биоценоз в дальнейшем будет также способствовать более интенсивному разложению остатков нефти.

В случае загрязнения почвы нефтехимическими продуктами ее зараженный слой снимается и вывозится в ближайшие отвалы для захоронения или сжигается с последующим захоронением в амбарах для шлама. При уничтожении твердых, жидких и газообразных отходов должны быть приняты меры, обеспечивающие их полное сгорание, не наносящее ущерб земельным угодьям и воздушной среде. Способ восстановления плодородия земель, испорченных нефтью, в каждом конкретном случае следует определять опытным путем по следующим направлениям: рыхление почвы (вспашка, культивация) с целью улучшения условий аэрации и жизнедеятельности организмов; внесение в загрязненную почву специальной культуры бактерий, разрушающих составные компоненты нефти; добавка удобрений (минеральных, органических), извести, фосфата алюминия для повышения общего уровня содержания биогенных элементов, снижения подвижности токсических веществ, содержащихся в загрязненной почве; выращивание терпимых к нефтяному влиянию высших растений; внесение в почвы ПАВ, нивелирующих отрицательное влияние нефти на растения за счет диспергирующего действия на нее ПАВ. Если пятно небольших размеров и нефть не проникла на большую глубину (до уровня грунтовых вод > 1 м), удаляют весь загрязненный грунт и заменяют его чистым. Когда нефть находится на расстоянии < 1 м от уровня грунтовых вод (в период сильных дождей), грунт вынимают на глубину ниже указанного уровня и затем соби-

рают нефть с поверхности воды. В тех случаях, когда уровень грунтовых вод находится на небольшой глубине, во избежание просачивания нефти ее временно направляют в траншеи, в которые закачивают воду. Если нефть проникла в грунт на глубину > 5 м вблизи источников снабжения грунтовыми водами, необходимо обеспечить циркуляцию воды через загрязненные слои грунта для смыва нефти. В некоторых случаях бурят скважину ниже уровня грунтовых вод, в которую в больших объемах закачивают воду и всплывающую нефть выкачивают с их поверхности [Солнцева, 1998; Опыт комплексных..., 2004; Поварова, 2019; Малахова, Осташ, Мазлова, 2021].

Охрана водных ресурсов. Природные воды являются одним из объектов нефтяного загрязнения и испытывают техногенное воздействие при разведке и добыче УВ. При этом в первую очередь происходит ухудшение качества вод в результате загрязнения нефтью, промышленными стоками, химреагентами, буровыми растворами. Присутствие нефти и нефтепродуктов в природных водах, превышающее ПДК, сокращает или полностью исключает их практическое использование. Такое загрязнение широко распространено во многих промышленно развитых странах, обычно на этот вид приходится 30–40 % общего засорения подземных вод. Существенное влияние в этом отношении на поверхностные и подземные воды оказывают попутные, которые извлекаются из продуктивного пласта вместе с нефтью или газом. Наряду с высоким содержанием солей в них присутствуют токсичные элементы и органические вещества.

Серьезную экологическую проблему представляет утилизация отработанных буровых растворов, объемы которых при проходке скважин могут достигать нескольких тысяч м³. Наиболее опасны для поверхностных и подземных вод растворы, содержащие соединения хрома, нефтепродукты, электролиты, ПАВ. Ливневые сточные воды с обвалованных площадок сырьевых резервуаров, а также производственные сточные воды собираются в самостоятельные канализационные станции. Очищенные сточные воды утилизируются путем нагнетания в пласт. После промывки скважины отстоявшаяся от песка вода закачивается промывочным агрегатом обратно через выкидную линию в систему нефтесбора. Для очистки поверхностных водоемов от нефти необходимо своевременно обнаружить загрязненные участки (рис. 97). Вытекающую нефть следует локализовать вблизи источника утечки. Для этого применяют плавающие боновые ограждения, барьеры из сорбирующего вещества, струи воздуха или воды, подаваемые под давлением, воздушные или химические барьеры. Для защиты берегов устанавливают боны, используют средства механической очистки. Сбор нефти осуществляют механически или сжигают ее на воде (рис. 98), а также используют сорбирующие вещества. Для успешной очистки водной поверхности необходимо знать направление и скорость движения нефтяного пятна.

Для защиты от загрязнения поверхности земли и водоемов должны предусматриваться: напорная герметизированная схема сбора и транспортировки нефти и нефтяного газа, исключающая загрязнение окружающей среды и попадание продукции нефтяных скважин в водоемы; обваловка их устьев по периметру земельным валом с целью локализации загрязнений при авариях; размещение технологического оборудования на площадках с канавами; устройство противодиффузионных экранов для прудов-накопителей (испарителей) и других аналогичных объектов; организация зон санитар-

ной охраны источников водоснабжения и водопроводных сооружений; сбор загрязненных стоков при ремонте скважины с применением инвентарных поддонов и емкостей. Проектные решения по очистке бытовых и производственно-дождевых сточных вод не должны предусматривать их сброс в водоемы без очистки. Резервуарные парки нефти и нефтепродуктов, цементно-песчаных смесей, очистных сооружений пластовых и сточных вод, расположенные в прибрежной полосе водных объектов, должны размещаться на расстоянии > 200 м от уреза воды (при максимальном уровне).

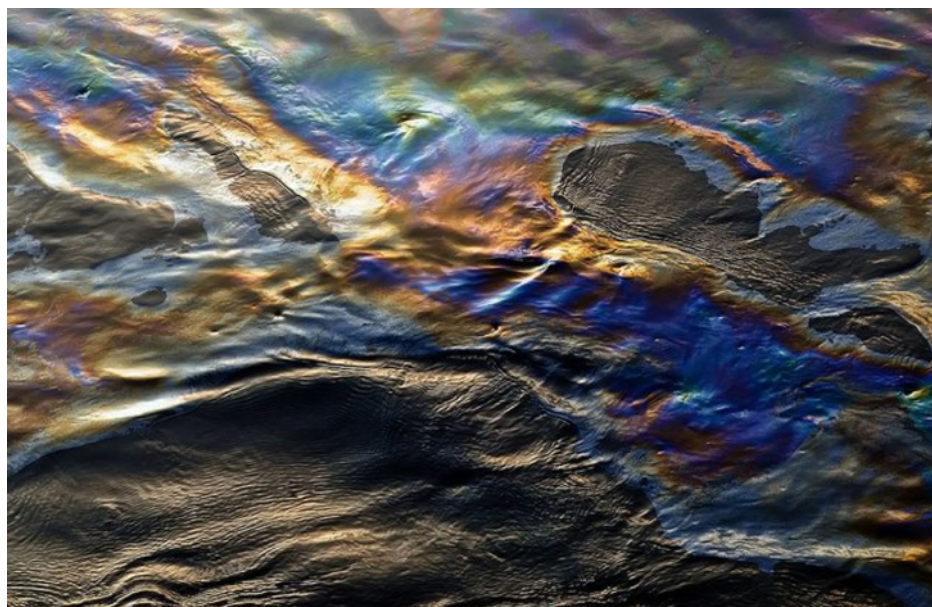


Рис. 97. Загрязненная нефтепродуктами вода [aif-s3.aif.ru]



Рис. 98. Сжигание разлившейся нефти в боновых заграждениях [triptonkosti.ru]

Основным видом работ при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа является **бурение глубоких скважин**, которое оказывает значительное воздействие на недра, окружающую природу (рис. 99) и приводит к геоэкологическим проблемам [Солнцева, 1998; Опыт комплексных..., 2004; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Малахова, Остах, Мазлова, 2021]. Не допускается строительство скважин вблизи населенных пунктов, школ, детских учреждений. Необходимо принимать все меры по охране водоемов, лесных насаждений, сельскохозяйственных угодий, культурных ценностей. В зависимости от типа скважины на период ее строительства производится отвод земельного участка, согласно техническим нормам размером от 0,016 до 0,035 км².

Загрязнителями окружающей среды при бурении являются многочисленные химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Разработаны и внедряются растворы с менее токсичными компонентами — нефть и нефтепродукты, используемые в качестве реагентов для обработки растворов, заменяются кремнийорганическими соединениями. При бурении теряется целостность пород, что приводит к нарушению естественной разобщенности нефтегазодонных горизонтов. В результате этого в водоносные пласты могут попасть УВ, а нефтегазодонные — подвергаться нежелательному и неконтролируемому обводнению. Межпластовые перетоки способны привести к загрязнению и нанести вред залежам других полезных ископаемых, присутствующих в разрезе (например, калийных солей, пресных или целебных минеральных вод и др.).

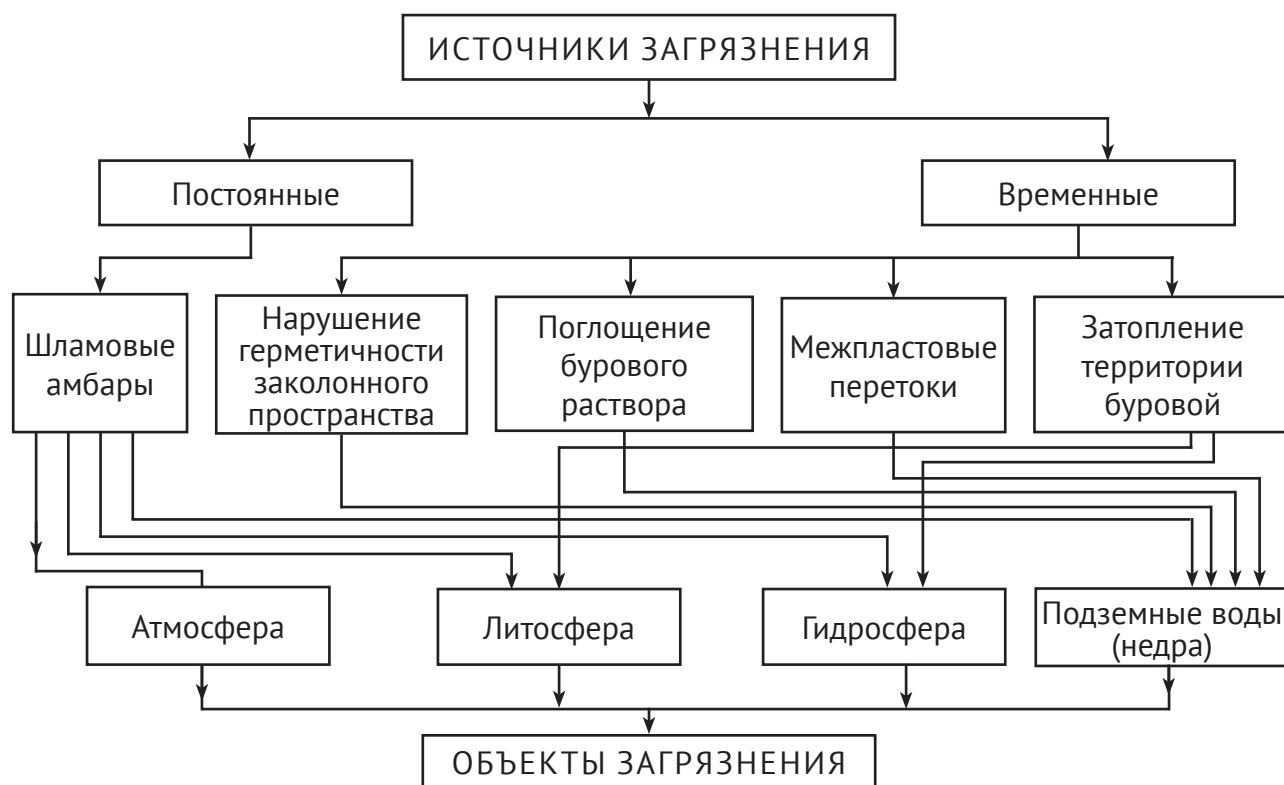


Рис. 99. Источники загрязнения недр и окружающей среды при бурении скважин [moluch.ru]

К загрязнению поверхности и большим потерям приводит открытое фонтанирование скважин (рис. 100). Особую опасность оно представляет при наличии в нефти и газе сероводорода. Весьма опасными являются грифоны, образующиеся в результате прорыва газа на поверхность по трещинам. Ликвидация последствий открытого фонтанирования — сложная техническая задача. Необходимо не только прекратить фонтанирование воды и газа через устье, но и исключить возможные перетоки флюидов в открытом стволе или за колонной. Переливающие водой скважины приводят не только к потерям пластовых вод, которые обычно содержат целый комплекс полезных компонентов и часто являются целебными, но и к порче почв и угодий. Для предотвращения загрязнения земель нефтью, мазутом, буровым раствором и шламом около бурящейся скважины сооружаются отстойники и амбары, проводится обваловка территории. После завершения строительства скважины все земли, занятые под буровую и подъездные пути к ней, должны быть восстановлены. Накопленные при опробовании нефть и воду закачивают обратно в скважину, грязевые приемники и земляные амбары засыпают, территорию очищают от металлических, бетонных и деревянных предметов и выравнивают, а затем по акту передают местным организациям.

При разведке залежей с аномально низкими пластовыми давлениями (как естественными, так и искусственно созданными в результате интенсивной эксплуатации) необходимо применять облегченные растворы, чтобы избежать их проникновение в породы. Залежи с АВПД должны вскрываться на утяжеленных растворах, устье — оборудовано противовыбросовым устройством, а репрессия на пласт — быть минимально возможной. Геофизические работы в перспективных интервалах необходимо проводить в короткие сроки (не позднее, чем через 5 суток после вскрытия), интервал



Рис. 100. Аварийное фонтанирование скважины [www.lada.kz]

исследования при этом не должен превышать 200 м. Не допускается разрыв во времени между вскрытием пласта в колонне и его испытанием, так как это приводит к загрязнению интервала опробования и искажению представлений об истинной продуктивности пласта. Значительный ущерб может нанести интенсивная эксплуатация скважин на газонефтяных и газоконденсатных месторождениях. На первых снижение давления газовой шапки приводит к потерям при разработке нефтяной оторочки, а на вторых снижение давления ниже давления насыщения (начало конденсации) — к выпадению в жидкую фазу и потере тяжелых УВ.

Поисково-разведочное бурение должно проходить в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом, который составляется для каждой скважины до начала ее бурения и является основным документом, которым руководствуются во время работы. В нем приводятся интервалы глубин, в которых возможны осложнения при бурении (обвалы, нефтегазопроявления, открытое фонтанирование, грифообразование и др.) и меры по их предотвращению. Геолого-техническим нарядом определяется конструкция скважины, которая позволила бы надежно изолировать друг от друга нефте-, газо- и водонасыщенные горизонты, обеспечила бы герметичность колонны и высокое качество их цементирования. Скважины, если необходимо приостановить работы по их строительству или исследованию, могут временно консервироваться. К этому прибегают в том случае, когда невозможно подъехать к буровой или из-за нарушения устья скважины нельзя продолжать бурение, или при получении промышленного притока для ожидания обустройства и ввода в опытную эксплуатацию. Во избежание аварий и осложнений после расконсервации такие скважины следует обработать и оборудовать. Ствол скважины, которую собираются ввести в эксплуатацию после расконсервации, заливают глинистым раствором, который может быть обработан ПАВ, а верхняя часть ствола (до 30 м) заполняется нефтью.

По завершении работ ликвидируются следующие категории скважин.

1. Опорные, поисковые, параметрические, разведочные, выполнившие свое назначение и оказавшиеся непродуктивными.
2. Эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях.
3. Не могут использоваться по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий при бурении.
4. Эксплуатационные, дальнейшее применение которых невозможно или нецелесообразно вследствие полного обводнения или падения дебита ниже рентабельного.

Экологическими проблемами ликвидированных и законсервированных скважин являются: формирование заколонных перетоков и загрязнение водоносных горизонтов углеводородными флюидами; возникновение фонтанов, грифонов; образование эмиссий метана и других загрязняющих и парниковых газов из-за нарушения герметичности вследствие слома обсадной колонны, оттаивания многолетнемерзлых пород, нарушения правил цементирования заколонного пространства или из-за корродирования колонны, срыва фонтанной арматуры при нарушении правил эксплуатации законсервированных скважин (из-за длительного простоя под избыточным давлением). Поэтому ликвидация скважин проводится с соблюдением всех норм и требований по охране недр. В интер-

валах со слабопродуктивными или непродуктивными пластами устанавливают цементные мосты, высота которых должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше его кровли и ниже подошвы. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту > 50 м. Ствол скважины заливается качественным глинистым раствором, плотность которого создает на забое давление, превышающее пластовое.

Объемы и методика мероприятий по охране окружающей среды при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ контролируются природно-климатическими условиями. На территории России выделены три ландшафтно-климатические зоны: аридная, гумидная и криогенная. Последняя (зона развития многолетнемерзлых пород) занимает обширные пространства на севере Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Аридная встречается лишь на крайнем юго-востоке Европейской части России, преимущественно в Прикаспийском регионе. Гумидная зона развита на значительной площади Западно-Сибирской, Северокавказско-Мангышлакской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Особое внимание следует уделять охране природы при ведении поисково-разведочных работ в криолитозоне. Окружающая среда в зоне развития мерзлых пород наиболее уязвима к проведению таких работ, как бурение и испытание скважин, сейсморазведка, строительство и эксплуатация дорог и трубопроводов. Естественная геоэкологическая обстановка трудно восстанавливается, возможна активизация криогенных геологических процессов (термокарст, пучение, заболачивание), физическая деградация верхних горизонтов многолетнемерзлых пород. Для сохранения таких грунтов вблизи буровых установок необходимы специальные фундаменты, предусматривающие искусственное охлаждение и сохранение естественного холода в их нижней части, что позволяет предотвратить оттаивание мерзлого грунта в основании буровой. При работах в тундре основными причинами нарушения почвенного покрова являются использование гусеничной техники в бесснежный период и отсутствие специального транспорта с низким давлением на грунт. Ввиду того, что техника разрушает почвенный покров тундры, здесь необходим транспорт высокой проходимости на широких шинах с минимальным давлением на грунт, который практически не вызывает нарушений почвенно-растительного слоя и предохраняет мерзлоту от развития нежелательных криогенных процессов.

В заключение необходимо отметить следующее.

1. Промышленная разработка месторождений УВ допускается только при условии, что добываемый вместе с нефтью газ используется в народном хозяйстве или, в целях временного хранения, закачивается в специальные подземные хранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты. При этом также должен быть обеспечен сбор конденсата, сопутствующих ценных компонентов и воды. Проект обустройства нефтяного месторождения под промышленную разработку может быть принят к утверждению только тогда, когда решены вопросы сбора и рационального использования нефтяного газа.

2. На эксплуатируемых объектах должен проводиться обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений, в том чис-

ле по своевременному выявлению скважин, являющихся источниками подземных утечек и межпластовых перетоков.

3. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании их устья, которое способно предотвращать выброс и открытое фонтанирование нефти и газа, потерю нагнетаемой воды.

4. Не допускается использование дефектных добывающих и нагнетательных скважин (нарушена герметичность эксплуатационных колонн, отсутствие цементного камня за колонной, пропуски фланцевых соединений и т. д.).

5. При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на ПЗП должна быть обеспечена сохранность колонны, обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного горизонта. В скважинах, где раздел между нефтеносными и газоносными, нефтеносными и водоносными пластами невелик, мероприятия по интенсификации добычи нефти должны проводиться при условии создания допустимого перепада давления на перемычке.

6. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение пласта не наблюдались, а после этой операции началось ее интенсивное поступление, необходимо прекратить или ограничить отбор нефти из скважины и осуществить технические мероприятия по ограничению доступа породы в ствол.

7. Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, атмосферы нефтепродуктами, промышленными сточными водами, химреагентами, а также на рациональное использование земель и пресных вод. Они включают в себя: полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты; при необходимости обработку закачиваемой в пласты воды антисептиками для предотвращения ее заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; использование герметизированной системы сбора, промышленного транспорта и подготовки продукции скважин; полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин; быструю ликвидацию разливов нефти, строительство нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод; исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания на землю, в поверхностные и подземные воды кислот, щелочей, полимерных растворов, ПАВ и других химреагентов, используемых как для повышения нефтеотдачи, так и для других целей; применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с отложениями солей и коррозией оборудования; организацию регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромыслового оборудования [Коротаев, Закиров, 1981; Солнцева, 1998; Андреева, 2003; Дунюшкин, 2006; Аксютин, Меньшиков, Ермилов, Малахова, 2017; Дворинович, Горбунова, 2019; Насыров, Масленников, Нагуманов, 2019].



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Аксютин О. Е., Меньшиков С. Н., Ермилов О. М., Малахова Ю. В. Методологические подходы и экспериментальные данные по оценке экологической безопасности эксплуатации промышленных объектов (аналитический обзор). Новосибирск: СО РАН, 2017. 210 с.

Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти / Горбачев Ю. И., Иванова Н. И., Колесников Т. В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2002. № 5. С. 87–91.

Андреева Н. Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений: учеб. пособие для студентов, аспирантов и науч. работников вузов нефт. профиля. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 195 с.

Аширов К. Б., Выжигин Г. Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 1992. № 7. С. 28–36.

Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.

Бакиров Э. А. Геология нефти и газа. 2-е издание. М.: Недра, 1990. 240 с.

Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 632 с.

Бирюков В. В. Основы промышленной биотехнологии. М.: КолосС, 2004. 296 с.

Бобкова О. В. Охрана труда и техника безопасности. Обеспечение прав работника. Законодательные и нормативные акты. Л.: Омега, 2010, 345 с.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1957. 480 с.

Булатов А. И. Нефтегазопромысловая энциклопедия. Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. 305 с.

Булатов А. И., Качмар Ю. Д., Макаренко П. П., Яремийчук Р. С. Освоение скважин: справочное пособие. М.: Недра, 1999. 472 с.

Бурлин Ю. К. Природные резервуары нефти и газа. М.: МГУ, 1976. 136 с.

Бухаленко Е. И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. М.: Недра, 2016. 399 с.

Воробьев А. Е., Синченко А. В. История нефтегазового дела в России и за рубежом: учеб. пособие. М.: Росс. ун-т дружбы народов, 2013. 140 с.

Галкин С. В., Плюснин Г. В. Нефтегазопромысловая геология. Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 2010. 96 с.

Геология и геохимия нефти и газа / А. А. Бакиров, М. В. Бордовская, В. И. Ермолкин и др. М.: Недра, 1993. 288 с.

- Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике* / В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова и др. М.: Инфра-Инженерия, 2009. 162 с.
- Гиматулинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта: учеб. для вузов. М.: Недра, 1982. 311 с.
- Глушков И.Н.* Краткая история буровых скважин // Уральский техник. 1912. № 10. С. 9–25.
- Гребнев В.Д., Мартюшев Д.А., Хижняк Г.П.* Основы нефтегазопромыслового дела: учеб. пособие. Пермь: Перм. нац. исслед. политех. ун-т, 2013. 185 с.
- Грива Г.И.* Геоэкологические условия разработки газовых месторождений Ямала. Томск: ТГУ, 2005. 352 с.
- Дашевский А.В., Кагарманов И.И., Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А.* Справочник инженера по добыче нефти. Уфа: Печатник, 2002. 163 с.
- Дворинович А.С., Горбунова Л.Н.* Источники воздействия на окружающую среду объектов нефтегазодобывающего и перерабатывающего комплексов: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2019. 124 с.
- Дмитриев А.Ю., Хорев В.С.* Ремонт нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для СПО. Саратов: Профобразование, 2021. 271 с.
- Долгов С.В.* Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. М.: Недра, 1997. 138 с.
- Дунюшкин И.И.* Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учеб. пособие для вузов. М.: РГУНиГ, 2006. 320 с.
- Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шариффулин Р.Я., Туфанов И.А.* Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия. М.: Недра, 2000. 381 с.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геохимия нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 227 с.
- Еремина Н.В., Рожнова А.А.* Определение параметров продуктивных пластов: учеб. пособие (лабораторный практикум). Ставрополь: Сев.-Кавказ. федер. ун-т, 2019. 151 с.
- Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1981. 453 с.
- Жданов М.А., Гришин Ф.А., Гординский Е.В.* Основы промысловой геологии газа и нефти. М.: Недра, 1966. 289 с.
- Западная Сибирь: история поиска. 1900–1940 гг.* / В.В. Патранова, О.А. Соляр, Л.В. Цареградская. Ханты-Мансийск; Екатеринбург: Баско, 2005. 159 с.
- Иванов С.И.* Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 565 с.
- Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.* Нефтегазопромысловая геология: учеб. для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 414 с.
- Каналин В.Г., Ованесов М.Г., Шугрин В.П.* Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учеб. для студентов высш. техн. учеб. заведений. М.: Недра, 1985. 247 с.
- Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.

- Константин Багрянородный*. Об управлении империей = De administrando imperio / пер. под ред. Г.Г. Литаврина, А.П. Новосельцева. М.: Наука, 1989. 496 с.
- Коровкин М.В., Пулькина Н.Э.* Физика нефтяного и газового пласта. Томск: ТПУ, 2019. 80 с.
- Кортаев Ю.П., Закиров С.Н.* Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1981. 206 с.
- Коршак А.А., Шаммазов А.М.* Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов. Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2005. 527 с.
- Котяхов Ф.И.* Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
- Кудинов В.И., Сучков Б.М.* Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самар. книж. изд-во, 1998. 218 с.
- Кузнецов О.Л., Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1983. 192 с.
- Леворсен А.И.* Геология нефти и газа / под ред. Н.Б. Вассоевича, М.К. Калинко. М.: Мир, 1970. 640 с.
- Луценко О.О., Еремина Н.В.* Геолого-промысловое обоснование режимов нефтяных и газовых залежей: курс лекций. Ставрополь: Сев.-Кавказ. федер. ун-т, 2018. 113 с.
- Малахова Ю.В.* Разработка экологически безопасных способов ликвидации объектов накопленного вреда окружающей среде в арктической зоне: дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. С. 210.
- Малахова Ю.В., Остах О.С., Мазлова Е.А.* Экологические проблемы, связанные с содержанием государственных скважин на лицензионном участке недропользователя // Экология и промышленность России. 2021. Т. 25, № 8. С. 66–71.
- Мир-Бабаев М.Ф.* Краткая история азербайджанской нефти. Кн. 2. Баку: SOCAR, 2012. 288 с.
- Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: Макспресс, 2008. 445 с.
- Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти: учеб. пособие. М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
- Монография бурения и эксплуатации скважин на бакинских нефтяных промыслах.* Баку: Общественный фонд бакинских нефтепромышленников, 1902. Вып. 1. 276 с.
- Мордвинов А.А.* Освоение эксплуатационных скважин: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2004. 107 с.
- Муравьев В.М.* Спутник нефтяника. М.: Недра, 1977. 304 с.
- Надеждин В.П.* Колыбель российской нефти. Киров: КОГУП Киров. обл. тип., 2005. 88 с.
- Насыров А.М., Масленников Е.П., Нагуманов М.М.* Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти: учеб. пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 288 с.
- Нефтегазовый комплекс в годы Великой Отечественной войны* / Байбаков Н.К., Боксерман Ю.И., Едренкин В.С. и др. М.: Науч.-техн. об-во нефтяников и газовиков ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995. Вып. 1. 196 с.
- Нефтегазопромысловая геология: терминологический справочник* / под ред. М.М. Ивановой. М.: Недра, 1983. 147 с.

Нефть страны Советов. Проблемы истории нефтяной промышленности СССР (1917–1991 гг.) / под ред. В. Ю. Аликперова. М.: Древлехранилище, 2005. 618 с.

Опыт комплексных скважинно-наземных исследований для оценки загрязнения грунтов нефтепродуктами / С. О. Перекалин, В. А. Истратов, С. И. Остапчук и др. // Разведка и охрана недр. 2004. № 8. С. 30–34.

О разведках нефти на Кавказе и о прочем (рапорт Горному департаменту горного инженера Гилева) // Горный журн. 1866. № 2. С. 282–285.

Охрана труда // Федосов А. В., Вадулина Н. В., Шарафутдинова Г. М. и др. Уфа: УГНТУ, 2017. 422 с.

Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клеценко И. И. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. 2006. № 3. С. 20–25.

Панов Т. Е., Петрашин Л. Ф., Лысянский Т. Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1986. 196 с.

Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1971. 344 с.

Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири / М. К. Коровин, Н. А. Кудрявцев, Д. Л. Степанов и др. М.; Л.: Госгеолиздат, 1948. 307 с.

Попов А. А. Ударное воздействие на призабойную зону скважин. М.: Недра, 1990. 157 с.

Пиковский Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М.: МГУ, 1993. 208 с.

Поварова Л. В. Анализ применения биотехнологий для очистки различных загрязнений окружающей среды // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2019. № 1. С. 190–206.

Рагозин В. Нефть и нефтяная промышленность. СПб.: Товарищество «Общественная польза», 1884. 561 с.

Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.

Сидоров Н. А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1982. 376 с.

Солнцева Н. П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: МГУ, 1998. 376 с.

Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. СПб.: Недра, 1998. 576 с.

Спутник нефтегазопромыслового геолога: справочник / Ю. И. Брагин, И. С. Гутман, А. С. Жданов и др. / под ред. И. П. Чоловского. М.: Недра, 1989. 321 с.

Стрелков А. В. История нефтяной и газовой промышленности России (регионально-отраслевой аспект). М.: РГУНГ им. И. М. Губкина, 2012. 254 с.

Сулейманов А. Б., Карапетов К. А., Яшин А. С. Техника и технология капитального ремонта скважин: учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. М.: Недра, 1987. 316 с.

Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 280 с.

Сухарев Г. М. Гидрогеология и воды нефтяных и газовых месторождений. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 340 с.

Тараканова Е. С. Бурение скважин в XIX в. // История науки и техники. 2008. № 4. С. 42–53.

Технология повышения нефтеотдачи сверхмощным ультразвуковым воздействием / Никитин В. С., Ягодов Г. Н., Ненартович Т. Л. и др. // Нефтепромысловое дело. 2010. № 8. С. 14–17.

Титов В. Е. Организация процесса разработки залежей нефти при заводнении: учеб. пособие. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, ЭБС АСВ, 2017. 78 с.

Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 212 с.

Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН, 2000. 416 с.

Трошин А. К. История нефтяной техники в России (XVII — вторая половина XIX в.). М.: Гостоптехиздат, 1958. 114 с.

Тюменцева С. И., Парфенова С. Н., Истомова М. А. Нефть. Состав, свойства, классификация: учеб. пособие. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, ЭБС АСВ, 2017, 100 с.

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 8, вып. 19 / С. А. Жулина, А. Н. Сорокин, О. В. Кононова и др. М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2013. 288 с.

Федосов А. В., Вадулина Н. В., Шабанова В. В., Абдрахманов В. Х. Особенности организации промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях нефтегазовой отрасли // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4. С. 193–201.

Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра, 1976. 259 с.

Чугаев Л. А. Дмитрий Иванович Менделеев: Жизнь и деятельность. М.: Науч. хим.-техн. изд-во, 1924. 57 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Список сокращений.....	4
Глава 1. Краткий обзор развития нефтегазопромысловой геологии в России	5
Глава 2. Цели, задачи, средства и методы нефтегазопромысловой геологии	33
2.1. Цели и задачи нефтегазопромысловой геологии	34
2.2. Методы получения геолого-промысловой информации	36
2.3. Методы комплексного обобщения исходной информации	42
Глава 3. Состав, строение и формирование нефтегазоносных породных комплексов	45
3.1. Природный резервуар	45
3.2. Породы-коллекторы нефти и газа.....	50
3.2.1. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов	59
3.2.1.1. Емкостные свойства пород-коллекторов.....	60
3.2.1.2. Фильтрационные свойства пород-коллекторов	64
3.2.2. Нефте-, газо- и водонасыщенность пород-коллекторов	67
3.3. Породы-флюидоупоры	73
3.4. Ловушки и залежи нефти и газа	76
Глава 4. Состав, свойства и состояние пластовых флюидов	94
4.1. Нефть в пластовых условиях	94
4.2. Пластовые газы, конденсаты, газогидраты.....	100
4.3. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений	104
4.4. Термобарические условия залежей нефти и газа.....	110
4.4.1. Пластовое давление.....	110
4.4.2. Пластовая температура	113
Глава 5. Природные режимы залежей углеводородов и способы их разработки.....	116
5.1. Природные режимы нефтяных залежей	117
5.2. Природные режимы газовых и газоконденсатных залежей	127
5.2.1. Природные режимы газовых залежей	127
5.2.2. Природные режимы газоконденсатных залежей.....	134
Глава 6. Способы разработки залежей углеводородов.....	140
6.1. Первичные способы добычи углеводородов из залежей	141
6.2. Традиционные (вторичные) способы разработки нефтяных залежей	148
6.2.1. Вытеснение нефти пластовыми водами	149
6.2.2. Искусственное заводнение нефтяных пластов в разных геологических условиях	152

6.2.3. Подготовка воды для закачки в нефтяные пласты	168
6.3. Нетрадиционные (третичные) методы разработки нефтяных залежей.....	172
6.3.1. Тепловые	174
6.3.1.1. Теплофизические	176
6.3.1.2. Термохимические	180
6.3.2. Физико-химические	186
6.3.3. Газовые методы вытеснения нефти из пластов	193
6.4. Методы интенсификации притоков обработкой призабойной зоны пласта	197
6.4.1. Химические	199
6.4.2. Физические	203
6.4.3. Механические	210
Глава 7. Контроль за качеством продукции, состоянием оборудования, параметрами залежей	217
7.1. Подземный ремонт скважин	217
7.2. Эксплуатационные объекты и системы размещения на них скважин	223
7.3. Стадии разработки нефтяных и газовых объектов	232
7.4. Промысловая подготовка нефти	237
7.5. Контроль пластовой температуры и давления	241
Глава 8. Охрана труда, недр и окружающей среды при разработке нефтяных и газовых месторождений.....	248
8.1. Охрана труда и соблюдение правил техники безопасности	248
8.2. Охрана недр и окружающей среды	251
8.2.1. Охрана недр.....	252
8.2.2. Охрана окружающей среды.....	257
Список литературы.....	275

Учебное издание

Фомин Александр Николаевич

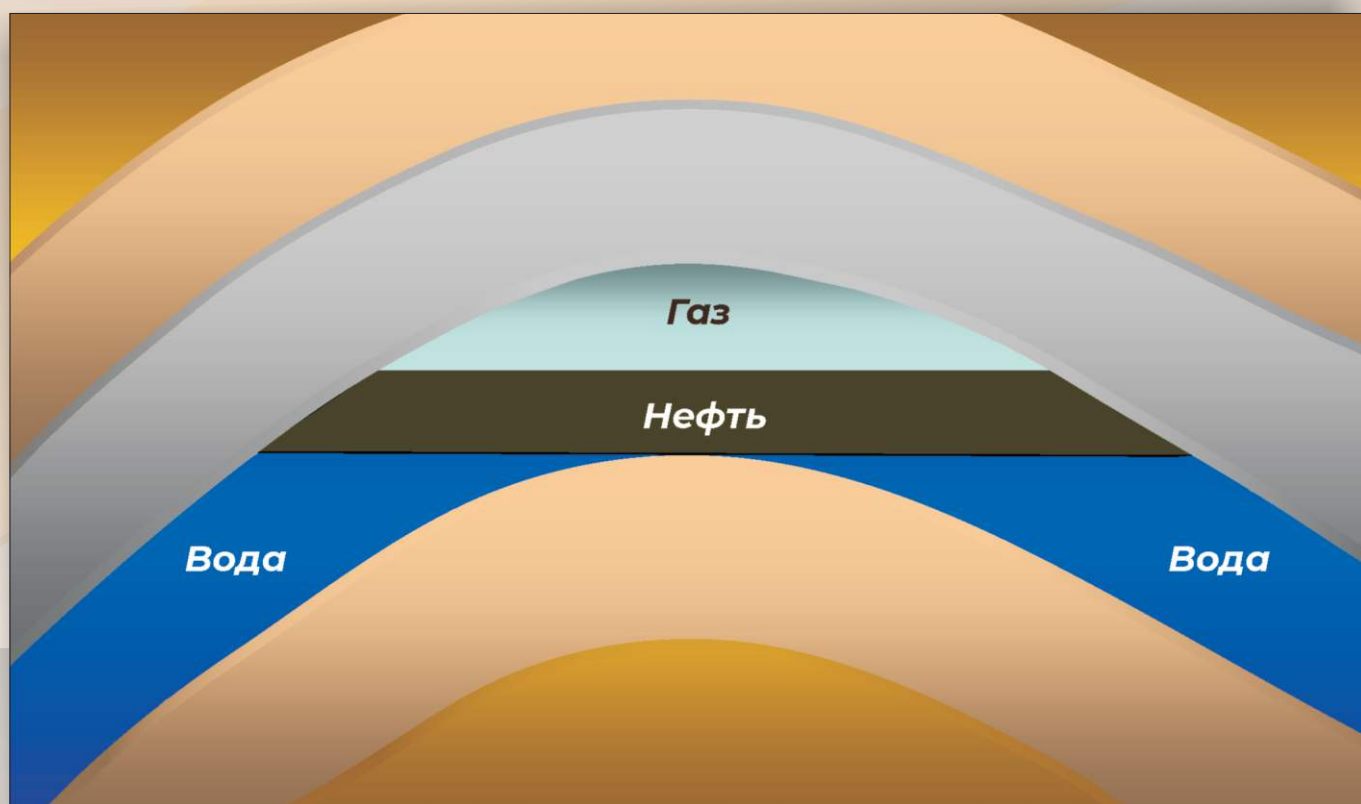
ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Учебно-методическое пособие

Редактор *П. И. Юрганова*
Оригинал-макет *А. С. Терешкиной*
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 10.04.2024 г.
Формат 60 × 84/8. Уч.-изд. л. 35,2. Усл. печ. л. 32,7.
Тираж 65 экз. Заказ № 55.

Издательско-полиграфический центр НГУ
630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2.



В пособии представлен краткий обзор развития российской нефтегазово-промысловой геологии, изложены ее цели, задачи и методы. Кроме этого, рассмотрены состав и свойства нефтегазоносных породных комплексов и пластовых флюидов; природные режимы залежей нефти и газа и методы их разработки; способы контроля и управления процессами нефтегазодобычи; техника безопасности проведения промысловых работ и экологические требования по защите окружающей среды и недр. Текст иллюстрирован многочисленными рисунками и фотографиями.

Учебно-методическое пособие ориентировано как на студентов вузов, техникумов и колледжей нефтегазового профиля, так и на работников нефтегазодобывающих предприятий.

ISBN 978-5-4437-1499-8



9 785443 714998