

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Пулькина Н.Э., Зимина С.В.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 622.276(075.8)

ББК 33.361я73

Б58

Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.

П62

Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.

В учебном пособии описаны методы геолого-промыслового изучения залежей нефти и газа для проектирования систем разработки и управления процессами нефтегазоизвлечения. Оцениваются геолого-физические факторы, определяющие условия извлечения углеводородов из недр, и дается геолого-промысловое обоснование выбора систем разработки и мер по контролю за процессами выработки запасов и управлению ими. Методы изучения залежей рассматриваются с позиций системно-структурного подхода, разрабатываемые залежи представляются в виде динамических систем, меняющихся во времени.

Учебное пособие предназначено для студентов направления 130500 «Нефтегазовое дело».

УДК 622.276(075.8)

К 33.361я73

Рецензенты:

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий специалист ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»,

В.Е. Пешков

Руководитель отдела геофизических методов исследования
ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»

Е.А. Айкашева

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры ТХНГ
ИПР ТПУ, *В.Г. Крец*

© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский
Томский политехнический университет», 2011

© Пулькина Н.Э., Зими́на С.В., 2011

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2011

ВВЕДЕНИЕ

Широкое использование нефти и газа в народном хозяйстве страны определяет необходимость дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности, которое в настоящее время характеризуется ускоренным вовлечением в разработку новых месторождений Западной Сибири, Урало-Поволжья и других регионов, а также повышением эффективности разработки нефтяных и газовых залежей, находящихся на различных стадиях эксплуатации. Эффективность же разработки достигается детальным изучением геолого-промысловых особенностей залежей нефти или газа. Лишь на этой основе возможны обоснованное внедрение систем разработки для каждой конкретной залежи и повышение коэффициента нефтегазоотдачи, т. е. достижение максимального извлечения нефти и газа из недр.

Следовательно, нефтегазопромысловая геология должна обеспечить более полное извлечение нефти и газа из недр на основе совершенствования геолого-промысловых исследований, учёта получаемой информации как на стадии подсчёта запасов и проектирования разработки, так и на стадии анализа осуществляемой системы разработки с учётом новейших достижений науки и техники. Естественно, что при этом должен быть учтён весь опыт, накопленный с начала существования нефтяной и газовой промышленности.

Современные научные основы разработки нефтяных и газовых месторождений базируются на комплексном изучении целого ряда дисциплин. Дисциплина "Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений" базируется на науке нефтегазопромысловая геология, являясь неразрывной ее составляющей. Поэтому сначала рассматриваются методологические аспекты науки нефтегазопромысловой геологии, а уже во второй части более тесная ее связь с задачами разработки залежей углеводородов.

1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Нефть известна с давних времен. Слово «нефть» происходит от слова «нафата», что значит на языке одного из народов Малой Азии «просачиваться». Выделение природного горючего газа получил у древних народов наименование «вечных огней». Это связано с тем, что замечались лишь те значительные выделения газа, которые, раз загоревшись, продолжали гореть многие десятки лет. Упоминание о нефти можно найти в различных древних рукописях и книгах, дошедших до нас. Даже в Библии упоминаются многие «смоляные ключи» в окрестностях Мертвого моря.

Использовалась нефть для разнообразных целей. Она употреблялась как лекарство, как смазка, шла на освещение, использовалась как зажигательное средство во время сражений, как строительный материал и т. д. Так, известно, что в Месопотамии еще за много столетий до нашей эры разрабатывались выходы нефтяных битумов для строительных целей. Одно из семи чудес древнего мира – «Сады Семирамиды» – было построено с применением битума как цементирующего вещества. Знаменитые, поражавшие современников своей неприступностью укрепления Вавилона были построены также с применением битума.

Добывали нефть с глубокой древности, современным методам добычи предшествовали примитивные способы. Сбор нефти с поверхности открытых водоемов – это, по-видимому, один из старейших способов ее добычи.

Первые упоминания о добыче нефти из ям и колодцев на Апшеронском полуострове относятся к XIII в. н.э. Для этого рыли ямы – копанки глубиной 1,5 – 2 м, куда просачивалась нефть вместе с водой. Затем смесь собирали в бочки, закрытые снизу пробками. Когда более легкая нефть всплывала, пробки вынимали и отстоявшуюся воду сливали. К 1840 г. глубина ям – копанок достигла 6 м, а позднее нефть стали извлекать из колодцев глубиной около 30 м. Ее черпали из колодцев бурдюками, которые поднимались ручным воротом или с помощью лошади (рис. 1.1).

При колодезном способе техника добычи нефти не менялась на протяжении столетий. Однако толчком к развитию добычи в середине XIX века послужило изобретение керосиновой лампы, с помощью которой удалось увеличить трудовой день. Рост потребления керосина, получаемого путем перегонки нефти, привел к необходимости добычи нефти в промышленных масштабах. Одним из основных факторов, сыг-

равшим решающую роль в развитии нефтяной и газовой промышленности, явилось применение бурения, позволившего получать нефть и природный горючий газ в больших количествах и с больших глубин.



Рис. 1.1 Добыча нефти кустарным способом. Баку (фото)

Первая в мире скважина для разведки нефти была пробурена на Биби-Эйбатском месторождении на побережье Каспийского моря вблизи Баку 14 июля **1846** года (более чем на десятилетие раньше, чем была пробурена первая скважина в США) и, была закончена бурением ударным способом на глубине 21 м.[5]

В 1859 г. 27 августа в Пенсильвании американец Эдвин Дрейк пробурил скважину глубиной 69 футов (21 м), давшую фонтан нефти. Эту дату на Западе принято считать началом мировой промышленной добычи нефти. Однако приоритет России в этой области налицо.

Но первый опыт бурения в нашей стране не получил развития. Длительное время к добыче нефти посредством бурения скважин относились с предубеждением. Считалось, что раз сечение скважины меньше, чем у нефтяного колодца, то и приток нефти к скважинам существенно меньше. При этом не учитывалось, что глубина скважин значительно больше, а трудоемкость их сооружения меньше.

При эксплуатации скважин нефтепромышленники стремились перевести их в режим фонтанирования, т. к. это был наиболее легкий путь добычи. Первый мощный нефтяной фонтан в Балаханах ударил в 1873 г. на участке Халафи. В 1887 г. 42 % нефти в Баку было добыто фонтанным способом.

Форсированный отбор нефти из скважин приводил к быстрому истощению прилегающих к их стволу нефтеносных слоев, а остальная (большая) ее часть оставалась в недрах. Кроме того, из-за отсутствия достаточного количества хранилищ значительные потери нефти имели

место уже на поверхности земли. Так, в 1887 г. фонтанами было выброшено 1088 тыс. т нефти, а собрано – всего 608 тыс. т. На площадях вокруг фонтанов образовывались обширные нефтяные озера, где в результате испарения терялись наиболее ценные фракции. Сама выветрившаяся нефть становилась малопригодной для переработки и ее выжигали. Застойные нефтяные озера горели много дней подряд.[7]

Добыча нефти из скважин, давление в которых было недостаточным для фонтанирования, производилась с помощью цилиндрических ведер длиной до 6 м. В их дне был устроен клапан, открывающийся при движении ведра вниз и закрывающийся под весом извлекаемой жидкости при давлении ведра вверх. Способ добычи нефти посредством желонки назывался **тартанием**, в 1913 г. с его помощью добывали 95 % всей нефти.

Тем не менее, инженерная мысль не стояла на месте. В 70-х годах XIX в. В.Г. Шухов предложил **компрессорный способ добычи нефти** посредством подачи в скважину сжатого воздуха (эрлифт). Испытана эта технология была в Баку только в 1897 г.; другой способ добычи нефти – газлифт – предложил М.М. Тихвинский в 1914 г.

Выходы природного газа из естественных источников использовались человеком с незапамятных времен. Позже нашел применение природный газ, получаемый из колодцев и скважин. В 1902 г. в Сураханах близ Баку была пробурена первая скважина, давшая промышленный газ с глубины 207 м.

В развитии нефтяной промышленности можно выделить пять основных этапов:

I этап (с 1871 г. до 1917 г.) – дореволюционный период;

II этап (с 1917 до 1941 гг.) – период до Великой Отечественной войны;

III этап (с 1941 по 1945 гг.) – период Великой Отечественной войны;

IV этап (с 1945 по 1991 гг.) – период до распада СССР;

V этап (с 1991 г.) – современный период.

Основные события дореволюционного периода:

В 1813 г. к России были присоединены Бакинское и Дербентское ханства с их богатейшими нефтяными ресурсами. Это событие оказало большое влияние на развитие нефтяной промышленности России в последующие 150 лет.

Официальная дата возникновения нефтяной промышленности в России – **1871 г.**

В 1888 г. геолог А.М.Коншин впервые произвел подсчет запасов нефти, применив объемный метод.

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

В 1910 – 1912 гг. выходят из печати работы по Майкопскому нефтяному району академика И.М.Губкина, который по праву считается основоположником нефтяной науки в нашей стране. Тогда И.М. Губкин впервые объяснил механизм образования рукавообразной залежи и ввел само понятие о стратиграфических залежах нефти [4].

В связи с несовершенством техники строительства горных выработок (колодцев, скважин) нефтяной пласт обычно не удавалось вскрывать на полную мощность. Как правило, вскрытая нефтенасыщенная мощность составляла 1 – 3 м. Каких-либо принципов разработки месторождений не было. Оценка значимости нефтеносных земель производилась отдельными лицами и нередко носила спекулятивный характер.

Динамика изменения нефтедобычи в России в дореволюционный период такова. Если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. – 9 тыс. т, в 1890 г. – 3,8 млн т, а в 1900 г. – 10,4 млн т. Перед революцией в силу известных событий добыча нефти снизилась до 8,8 млн т.[8]

Период до Великой Отечественной войны. Первая мировая и гражданская войны нанесли огромный ущерб нефтяной промышленности. В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн т, т. е. около 41 % от уровня 1913 г. Многие нефтепромыслы были разрушены, а их оборудование вывезено за границу.

После завершения гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из главных задач страны. Это годы бурного развития нефтяной промышленности. Резкое увеличение объемов разведочного бурения. Возросла глубина добывающих скважин. Открываются новые месторождения. Все это обеспечило увеличение добычи нефти в стране. Начинается разработка научных основ рациональной разведки и разработки нефтяных месторождений.

Важнейшую роль в развитии методики геологоразведочных работ на нефть и газ сыграло признание антиклинальной теории формирования нефтяных залежей. Однако широкое практическое использование ее фактически началось лишь после национализации нефтяной промышленности (1921 г.). Великая заслуга в этом важном деле принадлежит И.М. Губкину, создавшему и возглавившему советскую школу геологов-нефтяников и геологическую службу в нефтяной промышленности. С тех пор как была установлена приуроченность залежей нефти и газа к антиклинальным складкам и куполовидным поднятиям, выявление и детальные исследования этих форм, а также изучение вообще тектонического строения нефтегазоносных территорий приобрели решающее значение при поисках нефти и газа.

В 1927 г. в стране начинаются систематические работы по подсчету запасов. М.В.Абрамович впервые предложил выделять категории запасов по степени их разведанности.

В 1928 г. добыча нефти составила 11,6 млн т., в 1930г. – 18,5 млн т, а в 1932 г. – 22,3 млн т. По объемам добычи нефти (19,5 % мировой) СССР вышел на 2-е место в мире.

С 1929 г. для изучения разрезов скважин стали применять геофизические метод определения кажущегося сопротивления пород. Первые же результаты показали высокую эффективность метода.

В 1931 г. советскими геофизиками и сотрудниками фирмы «Шлюмберже» был разработан второй метод электрметрии скважин – метод потенциалов собственной поляризации пород. Эти два метода позволили составлять непрерывные геологические разрезы скважин.

В 1935 г. была создана Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ). В этом же году была разработана гидравлическая теория пластовых водонапорных систем.

В 1936 – 39 гг. профессором В.Н. Щелкачевым разрабатывается новая теория взаимодействия скважин, изучены особенности различных систем расстановки скважин.

В 1940 г. в стране было добыто 31,1 млн т нефти, из которых около 71 % давал Азербайджан [9].

Период Великой Отечественной войны. Война нарушила поступательное развитие нашей страны в целом и нефтяной промышленности в частности. Несмотря на то, что ведение военных действий требовало огромного количества нефтепродуктов, поставки всех видов топлива в 1942 г. по сравнению с 1940 г. сократились более чем в 2 раза.

В сложившихся условиях нефтяная промышленность страны развивалась благодаря освоению месторождений в восточных районах.

В 1945 г. район «Второго Баку» дал 2,6 млн т «черного золота» – почти половину всей нефтедобычи в РСФСР (57 млн т).

Период до распада СССР. В первые послевоенные годы было разведано значительное количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское (Татария), Шкаповское (Башкирия), Мухановское (Куйбышевская область). Соответственно росла и добыча нефти: в 1950 г. она составила 37,9 млн т, а в 1956 г. – 83,8 млн т.

В 1957 г. на долю Российской Федерации приходилось более 70 % добываемой нефти, а Татария вышла на первое место в стране по добыче нефти.

Главным событием данного периода стало открытие и начало разработки богатейших нефтяных месторождений в Западной Сибири. Еще в 1932 г. академик И.М. Губкин высказал мысль о необходимости нача-

ла систематических поисков нефти на восточном склоне Урала. Сначала были собраны сведения о наблюдениях естественных нефтяных выходов (реки Большой Юган, Белая и др.). В 1935 г. здесь начали работать геологоразведочные партии, которые подтвердили наличие выходов нефтеподобных веществ. Но «большой нефти» не было. Разведочные работы продолжались до 1943 г., а затем были возобновлены в 1948 г. Лишь в 1960 г. было открыто Шаимское нефтяное месторождение, а вслед за ним Мегионское, Усть-Балыкское, Сургутское, Саянское, Варьеганское, Лянторское, Холмогорское и др. Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда ее было добыто около 1 млн т. Уже в 1970 г. добыча здесь составила 28 млн т, а в 1981 г. – 329,2 млн т. Западная Сибирь стала основным нефтедобывающим районом страны, а СССР вышел на первое место в мире по добыче нефти.

Первый промышленный приток нефти на территории Томской области был получен в августе 1962 г. из разведочной скважины, пробуренной на Соснинской площади (Советское месторождение) близ с. Александровского. В том же году в районе с. Каргасок скважина, пробуренная на Усть-Сильгинской площади, дала первый промышленный фонтан газа с конденсатом.

Активные поисково-разведочные работы на нефть и газ в 50-е и, особенно, в 60-е годы привели к открытию нескольких групп нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений в пределах трех нефтегазоносных областей: Среднеобской, Каймысовской и Васюганской (рис. 1.2).[6]

Несмотря на природно-климатические трудности, Советский Союз смог нарастить добычу в регионе с астрономической скоростью. Рост добычи в Западной Сибири с 7,6 млн баррелей в день в 1971 году до 9,9 млн баррелей (около 1,4 млн т) в день в 1975 году. 1988 год – 11,4 млн баррелей в день (объем добычи выше, чем в США и Саудовской Аравии) [8]. Начиная с 1989 г. добыча нефти стала падать.

Современный период. После распада СССР падение добычи нефти в России продолжилось. В 1992 г. она составила 399 млн т, в 1993 г. – 354 млн т, в 1994 г. – 317 млн т, в 1995 г. – 307 млн т. Падение добычи прекратилось в 1997 году.

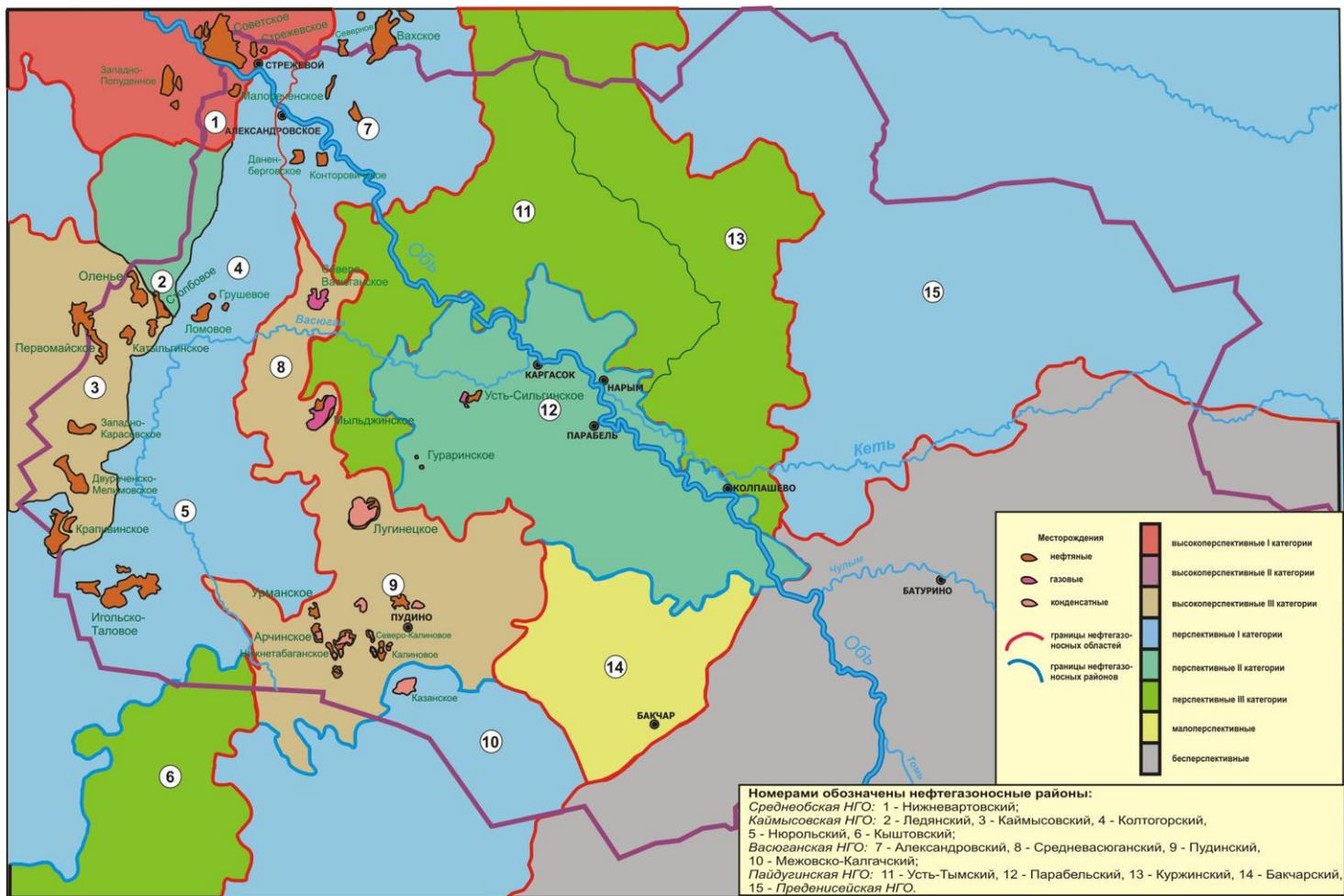


Рис. 1.2 Карта нефтегазоносности Томской области

Снижение добычи нефти было связано с тем, что не устранено влияние ряда объективных и субъективных негативных факторов.

Во-первых, ухудшилась сырьевая база отрасли. Степень вовлеченности в разработку и выработанность месторождений по регионам весьма высока. На Северном Кавказе в разработку вовлечены 91,0 % разведанных запасов нефти, а выработанность месторождений составляет 81,5 %. В Урало-Поволжье эти цифры составляют соответственно 88,0 % и 69,1 %, в Республике Коми – 69,0 % и 48,6 %, в Западной Сибири – 76,8 % и 33,6 %.

Во-вторых, уменьшился прирост запасов нефти за счет вновь открытых месторождений. Из-за резкого снижения финансирования геолого-разведочные организации сократили объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Это привело к снижению числа вновь открытых месторождений. Так, если в 1986 – 90 гг. запасы нефти во вновь открытых месторождениях составляли 10,8 млн т, то в 1991 – 95 гг. – лишь 3,8 млн т.

В третьих, велика обводненность добываемой нефти. Это означает, что при тех же издержках и объемах добычи пластовой жидкости самой нефти добывается все меньше.

В четвертых, сказываются издержки перестройки. В результате ломки старого хозяйственного механизма жесткое централизованное управление отраслью было ликвидировано, а новое – еще только создается. Возникший дисбаланс цен на нефть, с одной стороны, и на оборудование и материалы, с другой – затруднил техническое оснащение промыслов. А ведь это необходимо именно сейчас, когда большинство оборудования отработало свой срок, а многие месторождения требуют перехода с фонтанного способа добычи на насосный.

Наконец, сказываются многочисленные просчеты, допущенные в прошлые годы. Так, в 70-е годы считалось, что запасы нефти в нашей стране неисчерпаемы. В соответствии с этим ставка делалась не на развитие собственных видов промышленного производства, а на покупку готовых промышленных товаров за рубежом на валюту, получаемую от продажи нефти. Огромные средства ушли на поддержание видимости благополучия в советском обществе. Нефтяная же промышленность финансировалась по минимуму.

На сахалинском шельфе еще в 70 – 80-х гг. были открыты крупные месторождения, которые до сего времени не введены в эксплуатацию. Между тем им гарантирован огромный рынок сбыта в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Каковы же дальнейшие перспективы развития отечественной нефтяной промышленности?

Будущее развитие

Добыча нефти в России окончательно прекратила свое падение в 1997 году. Независимые эксперты [8] считают, что Западная Сибирь располагает остаточными запасами более 150 млрд баррелей (более 20 млрд т), и уровень добычи может быть в три раза больше, чем сейчас. Но ситуация осложнена сложными пластовыми условиями на уже разрабатываемых месторождениях.

Другие провинции также обладают существенным потенциалом. Тимано-Печорский бассейн простирается от Урала на востоке до Баренцева моря на севере. Регион характеризуется резким климатом, большая часть запасов относится к категории трудноизвлекаемых и содержит тяжелую нефть. Несмотря на это остаточные разведанные запасы оцениваются приблизительно в 9 млрд баррелей (1,25 млрд т)

Остаточные запасы Восточной Сибири оценены в 3 млрд баррелей (0,45 млрд т), но неразведанные запасы могут быть в несколько раз больше. Основной проблемой этого региона является удаленность от рынков сбыта и отсутствие транспортной инфраструктуры.

Нефтяные запасы острова Сахалин также представляются довольно значительными, но их разработка в наши дни сдерживается высокой капиталоемкостью.

Однозначной оценки запасов нефти в России нет. Эксперты называют цифры объема извлекаемых запасов от 7 до 27 млрд т, что составляет от 5 до 20 % мировых.

Распределение запасов нефти по территории России таково:

Западная Сибирь – 72,2 %;

Урало-Поволжье – 15,2 %;

Тимано-Печорская провинция – 7,2 %;

Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Иркутская область, шельф Охотского моря – 3,5 %.

Контрольные вопросы к главе 1

1. Какие способы предшествовали современным методам добычи нефти?
2. Как называлась добыча нефти при помощи желонок?
3. Когда была пробурена первая в мире нефтяная скважина?
4. Какие этапы выделяют в развитии нефтяной промышленности?
5. Когда был первый промышленный приток нефти на территории Томской области?

2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

В течение длительного времени естественные выходы нефти и газа полностью удовлетворяли потребности человечества. Развитие хозяйственной деятельности человека требовало все больше источников энергии. Стремясь увеличить количество потребляемой нефти, люди стали рыть колодцы в местах поверхностных нефтепроявлений, а за тем бурить скважины. Сначала их закладывали там, где нефть выходила на поверхность земли. Но количество таких мест ограничено. В конце прошлого века был разработан новый перспективный способ поиска. Бурение стали вести на прямой, соединяющей две скважины, уже дающие нефть.

В новых районах поиск месторождений нефти и газа велся практически вслепую, шарахаясь из стороны в сторону. Любопытные воспоминания о закладке скважины оставил английский геолог К. Крэг.

Для выбора места съехались заведующие бурением и управляющие промыслами и сообща определили ту площадь, в пределах которой должна быть заложена скважина. С обычной в таких случаях осторожностью никто не решался указать ту точку, где следовало начинать бурение. Тогда один из присутствующих, отличавшийся большой смелостью, сказал, указывая на кружившую над ними ворону: «Господа, если вам все равно, давайте начнем бурить там, где сядет ворона...». Предложение было принято. Скважина оказалась необыкновенно удачной. Но если бы ворона пролетела на сотню ярдов дальше к востоку, то встретить нефть не было бы никакой надежды... Понятно, что так не могло долго продолжаться, ведь бурение каждой скважины стоит сотни тысяч долларов. Поэтому остро встал вопрос о том, где бурить скважины, чтобы безошибочно находить нефть и газ [10].

Это требовало объяснить происхождение нефти и газа, дало мощный толчок развитию геологии – науки о составе, строении Земли, а также методов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Нефтегазопромисловая геология – отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти и газа в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народно-хозяйственного значения и рационального использования недр. Из этого определения видно, что нефтегазопромисловая геология подходит к изучению месторождений и залежей углеводородов (УВ) с двух точек зрения.

Во-первых, залежи УВ следует рассматривать в статическом состоянии как природные геологические объекты для проектирования разработки на основе подсчета запасов и оценки продуктивности скважин и пластов (естественные геологические условия).

Во-вторых, залежи УВ следует рассматривать в динамическом состоянии, так как в них при вводе в эксплуатацию начинаются процессы движения нефти, газа и воды к забоям добывающих и от забоев нагнетательных скважин. При этом, очевидно, что особенности динамики объекта характеризуются не только естественными геологическими свойствами залежи (т. е. свойствами в статическом состоянии), но и характеристиками технической системы (т. е. системы разработки). Другими словами, залежь нефти или газа, введенная в разработку, представляет собой неразрывное целое, состоящее уже из двух компонент: геологической (сама залежь) и технической (техническая система, запроектированная для эксплуатации залежи). Это целое называют геолого-техническим комплексом (ГТК).

Особенность нефтегазопромысловой геологии, заключающаяся в том, что она широко использует теоретические представления и фактические данные, получаемые методами других наук, и в своих выводах и обобщениях очень часто опирается на закономерности, установленные в рамках других наук.

Цели нефтегазопромысловой геологии заключаются в геологическом обосновании наиболее эффективных способов организации добычи нефти и газа, обеспечение рационального использования и охраны недр и окружающей среды. Эта основная цель достигается путем изучения внутренней структуры залежи нефти и газа и закономерностей ее изменения в процессе разработки.

Основная цель разбивается на ряд компонент, выступающих в виде частных целей нефтегазопромысловой геологии, к которым относятся:

- **промыслово-геологическое моделирование залежей;**
- **подсчет запасов** нефти, газа и конденсата;
- **геологическое обоснование системы разработки** нефтяных и газовых месторождений;
- **геологическое обоснование мероприятий** по повышению эффективности разработки и нефте-, газо- или конденсатоотдачи;
- **обоснование комплекса наблюдений** в процессе разведки и разработки.

Другой вид компонент – **сопутствующие цели**, которые направлены на более эффективное достижение основной цели. К ним относятся:

- **охрана недр нефтяных и газовых месторождений;**
- **геологическое обслуживание процесса бурения скважин;**
- **совершенствование собственной методологии и методической базы.**

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

Среди этого множества могут быть выделены **задачи трех типов:**

- **конкретно-научные задачи** нефтегазопромысловый геологии, направленные на объект познания;
- **методические задачи;**
- **методологические задачи.**

Все множество *конкретно-научных задач* можно подразделить на следующие группы.

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

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

3. **Задачи расчленения** естественных геологических тел на условные с учетом требований и возможностей техники, технологии и экономики нефтегазодобывающей промышленности. Важнейшими здесь будут задачи установления кондиций и других граничных значений естественных геологических тел (например, для разделения высоко-, средне- и низкопродуктивных пород).

4. **Задачи, связанные с построением классификации ГТК по**

множеству признаков, и в первую очередь по типам внутренних структур залежей и месторождений.

5. Задачи, связанные с изучением характера, особенностей, закономерностей взаимосвязи структуры и функции ГТК, т. е. влияния строения и свойств залежи на показатели процесса разработки и характеристику структуры и параметров технической компоненты, а также на показатели эффективности функционирования ГТК в целом (устойчивость отборов нефти и газа, темпов разработки, себестоимость продукции, конечная нефтеотдача и др.).

Методические задачи – развитие методического вооружения нефтегазопромысловой геологии, т. е. совершенствование старых и создание новых методов решения конкретно-научных промыслово-геологических задач.

Необходимость решения *методологических задач* возникает в связи с тем, что от эпохи к эпохе, от периода к периоду менялись нормы познания, способы организации знания, способы научной работы. В наше время развитие науки происходит чрезвычайно быстро. В таких условиях, чтобы не отстать от общих темпов развития науки, необходимо иметь представления о том, на чем основана наука, как строится и перестраивается научное знание. Именно получение ответов на эти вопросы и составляет суть методологии. *Методология есть способ осознания устройства науки и методов ее работы.*

Контрольные вопросы к главе 2

1. В чем заключается цель нефтегазопромысловой геологии?
2. Что входит в задачи нефтегазопромысловой геологии?
3. Что нужно предпринять для выполнения этих задач
4. В чем суть материального моделирования?

3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В процессе поисковых и разведочных работ на нефтяных месторождениях должен быть проведен комплекс геологоразведочных работ, позволяющий, прежде всего, оценить промышленные запасы как отдельных залежей, так и всего месторождения, затем на этой основе дать геолого-промысловую и экономическую оценку месторождения и приступить к проектированию его разработки. Проводимый на месторождении комплекс геологоразведочных работ отражается в их определенной последовательности, т. е. стадийности. На каждой стадии решаются определенные геологические задачи, которые ставятся в процессе изучения того или иного месторождения.

В соответствии с «Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» и на основании Приказа Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126 «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» в практике геологоразведочных работ установилась определённая их последовательность [11].

В процессе этих работ на нефть и газ выделяют три этапа: **региональный, поисково-оценочный и разведочный**, с выделением в них стадий (табл. 3.1)

3.1. Региональный этап

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Таблица 3.1

*Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ
(Временное положение об этапах и стадиях ГРП, 2001 г.)*

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка-ресурсов и запасов
Региональный	Прогноза нефтегазности	Осадочные бассейны и их части	1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование. 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Прогнозные ресурсы D_2 и частично D_1
	Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распространения свойств пород коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств. 2. Уточнение нефтегазогеологического районирования. 3. Количественная оценка перспектив нефтегазности. 4. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ	Прогнозные ресурсы D_1 и частично D_2

Окончание таблицы 3.1

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов и запасов
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов. 2. Выявление перспективных ловушек. 3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов. 4. Выбор объектов для детализационных работ	Прогнозные локализованные ресурсы $D_{1л}$
	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей. 2. Количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению. 3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	Перспективные ресурсы C_3
	Поиска и оценки месторождения (залежей)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи)	1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров). 2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик. 3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс. 4. Выбор объектов для проведения оценочных работ. 5. Установление основных характеристик месторождений (залежей). 6. Оценка запасов месторождений (залежей). 7. Выбор объектов разведки	Предварительно оцененные запасы C_2 и частично разведанные запасы C_1
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	Промышленные месторождения (залежи)	1. Уточнение геологического строения и запасов залежей 2. Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений. 3. Перевод запасов категории C_2 в категорию C_1	Разведанные запасы C_1 и частично предварит. оцененные запасы C_2

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов *на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах*. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

Региональный этап включает две стадии: ***прогноз нефтегазоносности и оценка зон нефтегазонакопления***.

Стадия прогноза нефтегазоносности. Основным объектом исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их части. На этой стадии обосновываются наиболее перспективные направления и выбор первоочередных объектов дальнейших исследований. Комплекс региональных работ включает: дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок; геологическую, гидрогеологическую, структурно-геоморфологическую, геохимическую мелкомасштабные съемки; гравиметрическую съемку масштаба 1 : 200000 – 1 : 50000 и электроразведку; сейсморазведочные работы по системе опорных профильных сечений; бурение опорных и параметрических скважин на опорных профилях в различных структурных условиях.

Цели и задачи работ на первой стадии – выявление литолого-стратиграфических комплексов, зон возможного нефтегазонакопления, оценка перспектив нефтегазоносности, здесь оцениваются прогнозные ресурсы нефти и газа категории D_2 и частично D_1 и обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

По результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты, к которым прилагаются следующие основные графические документы:

- обзорная карта;
- схема расположения профилей, точек наблюдений и скважин на исходной геологической и тектонической основе;
- сводные нормальные геолого-геофизические разрезы отложений, изученных крупных геоструктурных элементов осадочного бассейна;
- геолого-геофизические разрезы опорных и параметрических скважин с выделенными опорными и маркирующими горизонтами и с результатами испытания;
- опорные геологические и геофизические разрезы, характеризующие строение бассейна и крупных структур;

- схема тектонического районирования бассейна в целом или отдельной изученной его части;

- схемы нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территорий по перспективам нефтегазоносности и выделением первоочередных зон для проведения работ следующей стадии.

Стадия оценки зон нефтегазонакопления. Основными объектами исследований этой стадии являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления. На этой стадии проводится примерно такой же комплекс работ, что и на предыдущей, но выполняется по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштабов исследований (до 1 : 100000 – 1 : 25000), причем ведущее место занимает сейсморазведка.

Основные задачи этой стадии – определение соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, выделение наиболее крупных ловушек, количественная оценка перспектив нефтегазоносности. В окончательном отчете обосновывается выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ (подготовки к поисковому бурению). На этой стадии оцениваются ресурсы категории D_1 и частично D_2 .

По результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты, к которым прилагается примерно такой же перечень графических документов, что и на предыдущей стадии, включая:

- карту геолого-геофизической изученности;
- опорные геологические разрезы, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через параметрические скважины;
- структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;
- карта нефтегазогеологического районирования;
- подсчетные планы нефтегазоносных комплексов с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития нефтегазоносных комплексов;
- карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа категорий D_1 и D_2 .

3.2. Поисково-оценочный этап

Цель поисков – обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях с оценкой их перспективных ресурсов нефти и газа категории C_3 и частично запасов углеводородов по категориям C_2 и C_1 , а также выбор первоочередных объектов для разведки.

Поисково-оценочный этап разделяется на стадии: **выявления объектов поискового бурения, подготовки объектов к поисковому бурению, поиска и оценки месторождений (залежей).**

Стадия выявления объектов поискового бурения. Объектами проведения работ являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью. Основными задачами являются изучение условий залегания нефтегазоперспективных комплексов и перспективных ловушек, выбор мест заложения поисковых скважин, определение очередности ввода объектов в поисковое бурение.

По материалам геолого-геофизических работ по выявлению объектов поискового бурения составляются отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных локализованных ресурсов $D_{1Л}$ с приложением помимо основных, следующих графических документов:

- карта геолого-геофизической изученности;
- сводный геолого-геофизический разрез площади работ;
- структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;
- карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований.

Стадия подготовки объектов к поисковому бурению. Объектами проведения работ являются выявленные ловушки. Типовой комплекс работ включает: высокоточную гравиразведку; детальную электроразведку и сейсморазведку; бурение структурных скважин.

По материалам геолого-геофизических работ по подготовке объектов к поисковому бурению, составляется отчет о результатах работ и паспорт на подготовленную структуру, с оценкой перспективных ресурсов категории C_3 с приложением к обязательным, следующих графических документов:

- карты неантиклинальных ловушек, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам, с контурами предполагаемых залежей;
- карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований;
- информационные карты по выявленным нефтегазоперспективным объектам, паспорта по объектам, подготовленным к поисковому бурению.

Стадия поиска и оценки месторождений (залежей). Объектами проведения работ являются подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи). Типовой комплекс работ включает: бурение, бурение, детализационные геолого-геофизические

исследования (скважинные и наземная сейсморазведка), опробование и испытание поисково-оценочных скважин; определение положения контуров залежей.

Объемы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также их методика определяется проектом, а для каждой скважины – геолого-техническим нарядом, составленными и утвержденными в установленном порядке. В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. В случае открытия месторождения подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на государственный баланс.

Стадия поиска месторождений (залежей) завершается получением первого промышленного притока нефти (газа) или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта. На стадии оценки (в случае открытия месторождения) устанавливаются его геолого-промысловые характеристики. На этой стадии решаются следующие вопросы: изучение физико-химических свойств нефти и газов в пластовых и поверхностных условиях; определение их товарных качеств; изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов; определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности; установление коэффициентов продуктивности скважин и добывающих возможностей; предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация единичных скважин. Опытная эксплуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа. Проекты опытной эксплуатации скважин проходят экспертизу и утверждаются в установленном порядке.

3.3. Разведочный этап

Целью этапа является изучение характеристик месторождений, обеспечивающих составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа. В процессе разведки решаются следующие вопросы: уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей; уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности

скважин; исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью; уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов и физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи.

Комплекс работ, необходимый их объем и методы исследования определяются проектом разведки и включают в себя: бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин; переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам; проведение пробной эксплуатации залежи.

По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям C_1 и частично C_2 .

По результатам работ на этапе разведки проводится технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

3.4. Пробная (опытная) эксплуатация нефтяных залежей

После окончания разведочных работ (или параллельно с ними) основная часть разведочных скважин вводится в опытную (пробную) эксплуатацию. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков понимают временную (сроком не более 3 лет) эксплуатацию разведочных, а при необходимости, и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин. Пробная эксплуатация осуществляется в соответствии со специально составленными проектами. Исходной информацией для составления проекта служат данные разведки месторождений, полученные в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

Основная цель пробной (опытной) эксплуатации нефтяной залежи заключается в определении ее энергетической характеристики, степени взаимовлияния отдельных скважин, гидродинамической связи между отдельными пластами, нефтяной и законтурной частями залежи, а также в оценке фильтрационных характеристик залежи продуктивного пласта, которые определяются гидродинамическими (промысловыми) методами исследований [13].

В процессе пробной эксплуатации регулярно замеряются дебиты нефти, газа, воды на групповых сборных пунктах, процент обводненности продукции, количество выносимого песка. Устанавливается жест-

кий контроль за учетом добычи нефти, жидкости, воды, газа, а также за динамикой их добычи во времени. Большое внимание уделяется определению газового фактора, динамике его изменения во времени (особенно при снижении пластового давления ниже давления насыщения). За контуром, нефтеносности из числа разведочных скважин выбирают пьезометрические скважины, в которых определяется изменение уровня пластовой воды в зависимости от отборов нефти, газа и воды из залежи. С этой целью эти скважины оборудуют пьезографами различных конструкций, с помощью которых непрерывно регистрируется уровень жидкости.

Для оценки физико-химических и товарных свойств нефти, газа и воды, берут поверхностные пробы этих флюидов. А так же с помощью глубинных пробоотборников отбирают глубинные пробы нефти. Анализ этих проб позволяет определить давление насыщения, объем и вязкость нефти при различных давлениях, объемный, пересчетный коэффициенты и коэффициент усадки, газовый фактор, газонасыщенность.

Параллельно с замерами дебитов нефти осуществляется жесткий контроль за динамикой изменения пластового давления во времени в зависимости от текущих и суммарных отборов. С этой целью замеряют пластовое давление во всех добывающих, простаивающих и пьезометрических скважинах, строят карты изобар, по которым рассчитывают средневзвешенное пластовое давление как в пределах внешнего контура нефтеносности, так и в зоне отбора. Определяется возможность эксплуатации залежи при снижении давления ниже давления насыщения. Аналогичные исследования проводят по изучению динамики изменения забойного давления во времени в зависимости от различных режимов, определяется также возможность разработки залежи при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

Особое внимание в процессе пробной эксплуатации уделяется промысловым (гидродинамическим) исследованиям пластов и скважин. Снимаются индикаторные кривые как при $P_{пл} < P_{нас}$, так и при $P_{пл} > P_{нас}$. По кривым рассчитывают коэффициенты продуктивности, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности. Большое значение при этих исследованиях имеет снятие кривых восстановления давления, самопрослушивание и гидропрослушивание. Обработка этих данных позволяет не только рассчитать фильтрационные параметры пласта, но и установить его неоднородность, а также гидродинамическую связь как отдельных скважин и пропластков между собой, так и нефтяной и законтурной частей залежи. По результатам гидродинамических исследований устанавливают наличие различных экранов, участков выклинивания пласта.

Комплексная оценка проводимых исследований позволяет установить режим залежи, темп падения пластового давления, определить метод поддержания пластового давления по залежи. По каждой скважине и в целом по залежи устанавливается технологический режим их работы. Подготавливаются исходные данные для проектирования разработки, размещения добывающих и нагнетательных скважин, расчета динамики добычи нефти и газа, закачки воды в пласт. Оцениваются технико-экономические показатели разработки данной залежи (объекта).

3.5. Опытно-промышленная разработка нефтяных залежей

Под опытнo-промышленной разработкой нефтяных месторождений, залежей или участков залежей понимают промышленные испытания новой техники и новых технологий разработки. Или ранее известных технологий, которые требуют апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения с учетом экономической эффективности. Срок проведения работ устанавливаются исходя из возможностей реализации технологической схемы, но не более 5-7 лет.

Опытнo-промышленная разработка осуществляется по технологическим схемам или проектам опытнo-промышленной разработки, составляемых как для разведываемых площадей, так и для объектов или их участков, находящихся на любой стадии промышленной разработки.

Участок или залежь для проведения опытнo-промышленной разработки выбирается таким образом, чтобы эти работы в случае отрицательных результатов не влияли на сохранность запасов и остальной части залежи.

В технологической схеме (проекте) обосновывается:

- адресная геолого-промысловая модель (статическая);
- комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт;
- необходимость бурения оценочных, добывающих, нагнетательных и специальных скважин, местоположение, порядок и время их бурения;
- потребность в специальном оборудовании, агентах воздействия на пласт;
- уровни добычи нефти и закачки агента воздействия на период проведения опытнo-промышленной разработки;
- комплекс исследований по контролю за процессом разработки с целью получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных о строении и геолого-физических свойствах эксплуатационного объекта;

- основные требования к схеме промыслового обустройства;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды;
- предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленных работ.

Технико-экономические расчеты проводятся за период не менее 20 лет.

На основании пробной и опытно-промышленной эксплуатации составляется технико-экономическое обоснование разработки месторождения, с последующим проектом промышленной разработки.

3.6. Основные категории скважин при бурении на нефть и газ

В соответствии с «Временной классификацией скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)» [12] все скважины подразделяются на следующие категории (рис. 3.1):

- опорные;
- параметрические;
- структурные;
- поисково-оценочные;
- разведочные;
- эксплуатационные;
- специальные.

Опорные скважины бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Бурение опорных скважин является составной частью комплекса региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ. В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины подразделяются на две группы.

Первая группа – скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, для всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной). При бурении этих скважин осуществляется комплекс геолого-физических и лабораторных исследований, предусмотренный соответствующей инструкцией.

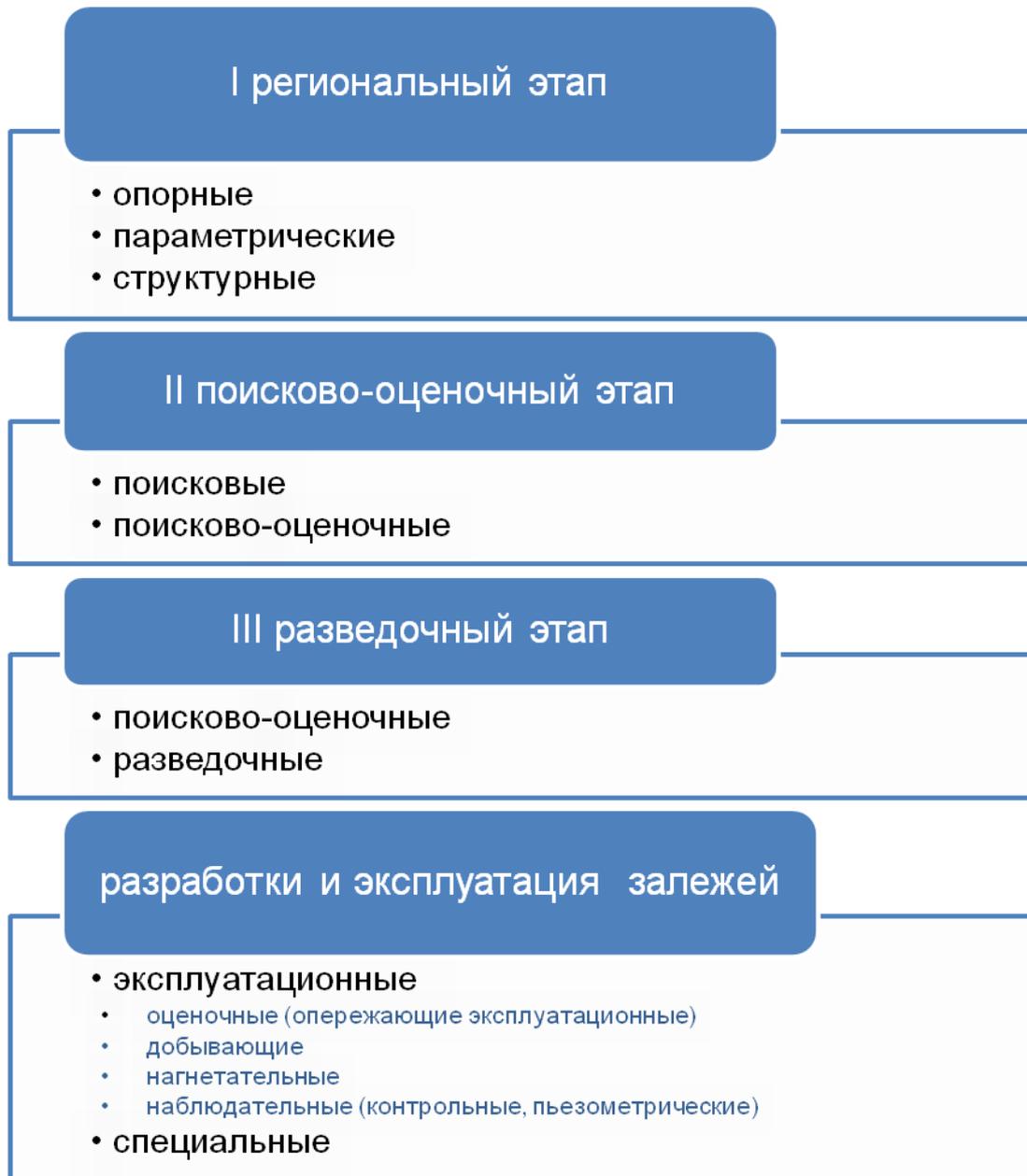


Рис. 3.1 Категории скважин

Вторая группа – скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего исследования нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. Комплекс исследований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза комплекс исследований устанавливается в соответствии со специальной инструкцией.

Как правило, опорные скважины закладывают в благоприятных структурных условиях. Бурят их до фундамента, а в областях глубокого его залегания – до технически возможных глубин.

Результаты бурения и обработки материалов опорных скважин используются для подсчёта прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения, геолого-геофизических характеристик разреза и оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для поисковых работ.

Бурение параметрических скважин является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ в относительно изученных районах. Скважины этой категории следует закладывать в пределах локальных структур или на сейсморазведочных профилях.

Структурные скважины бурят: 1) для подтверждения и подготовки площадей (структур) к поисково-разведочному бурению, когда решение этих задач геофизическими методами затруднительно и экономически нецелесообразно; 2) в сложных геологических условиях в комплексе с геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.; 3) в комплексе с геофизическими методами для установления возраста пород, а также для получения данных об их физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным геофизических исследований. Скважины этой категории, как правило, бурят до маркирующих горизонтов, по которым строятся структурные карты.

Поисково-оценочные скважины бурят на площадях, подготовленных геолого-поисковыми работами (геологической съёмкой, структурным бурением, геофизическими, геохимическими и др. исследованиями), с целью открытия новых месторождений или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости. В результате бурения поисковых скважин могут быть приращены запасы категорий C_2 и C_1 .

К поисковым относятся все скважины, заложенные на новой площади, до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения, – также до получения первых промышленных притоков нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для уточнения запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки залежи.

Разведочные скважины, в которых получены промышленные притоки нефти или газа, как правило, вводят в пробную эксплуатацию с целью получения исходных данных для составления технологических схем или проектов разработки.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят: опережающие эксплуатационные (оценочные), добывающие, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемую или подготовленную к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Добывающие скважины бурят для извлечения нефти и газа из залежи.

Нагнетательные скважины бурят для проведения мероприятий по воздействию на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа и других агентов.

В наблюдательных скважинах проводят систематическое наблюдение за изменением давления, положением межфлюидных контактов и других параметров в процессе эксплуатации пласта.

По результатам эксплуатационного бурения проводят перевод запасов нефти и газа из категории C_1 в категории В и А.

Специальные скважины бурят для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных хранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

Контрольные вопросы к главе 3

1. В чем заключается стадийность проектирования разработки залежей нефти и газа?
2. Когда заканчивается поисковый этап?
3. В чем заключается цель регионального этапа?
4. Основные задачи стадии оценки зон нефтегазонакопления.
5. В чем заключаются задачи и основные положения проекта пробной эксплуатации?
6. Какие основные положения проектных документов разработки нефтяных и газовых месторождений?
7. Какие скважины входят в категорию эксплуатационных?
8. Назначение оценочных скважин.
9. Какие скважины бурят на региональном этапе?
10. Для чего составляется технологическая схема разработки месторождения?

4. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

Источниками первичной информации в нефтегазопромысловой геологии служат исследования разными методами, объединенные общей решаемой задачей. От качества и полноты получаемой информации зависят правильность и объективная оценка запасов нефти и газа, правильность составления документов по проектированию разработки, полнота выработки залежей и величина конечного коэффициента нефтеотдачи [14].

Методы получения геолого-промысловой информации о продуктивных пластах и залежах нефти или газа можно подразделить на группы:

- геологическое наблюдение при бурении скважин;
- исследование скважин геофизическими методами;
- гидродинамические методы исследования скважин;
- наблюдение за работой добывающих и нагнетательных скважин;
- геолого-промысловые методы.

4.1. Геологическое наблюдение при бурении скважин

Методы, основанные на изучении продуктивных пластов непосредственно по образцам горных пород и пробам нефти, газа, воды, отбираемым из скважин, принято называть **прямыми**. Это основной источник прямой информации о литологическом строении пластов, коллекторских свойствах, нефтенасыщенности и физико-химических свойствах УВ и пластовой воды.

Геологическое изучение месторождения по данным бурения скважин позволяет установить стратиграфию и тектонику пород, не обнажающихся на поверхности, изменение их мощности, условия насыщения нефтью, газом и водой и т. п.

Отбор кернa в пределах продуктивных горизонтов для изучения содержания в них нефти, газа и воды, а также их коллекторских свойств следует считать обязательным.

Следует учитывать, что вынос кернa достигает в среднем 30 – 40 % от интервалов бурения с отбором кернa, причем в рыхлых терригенных толщах, особенно в продуктивных песчаниках, вынос кернa снижается до 5 – 10 %. Повышение выхода кернa до 60 – 80 % достигается в плотных, чаще всего в карбонатных породах.

Извлеченный керн очищают от глинистого раствора и плотно укладывают в специальный ящик [15]. При этом необходимо строго следить за последовательностью и ориентировкой кусков керна. Рыхлый, рассыпающийся керн, особенно с фауной, заворачивают в бумагу. Мелкие обломки керна ссыпают в мешочки и укладывают в установленной последовательности. Если в назначенном интервале отобрать керн не удалось, то в ящик укладывают этикетку, в которой указывают, в каком интервале глубин вынос керна отсутствовал. Отобранный керн детально изучают и описывают.

Описание керна должно быть полным и с методической точки зрения стандартным, что в дальнейшем облегчит составление разреза (литологической колонки) с применением условных знаков.

При изучении керна необходимо получить следующие основные данные:

- наличие признаков нефти и газа;
- литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

Признаки нефти и газа должны быть предварительно изучены у буровой на свежих образцах и поверхностях скола, детально в геологическом отделе, применяя бензиновую вытяжку. В лабораторных условиях применяют и более совершенные методы, например люминесцентный анализ, позволяющий обнаружить в керне ничтожные доли битума. Для выяснения наличия признаков нефти применяют также более тонкие и сильные растворители (хлороформ), которые после обработки ими образца породы и фильтрования оставляют на фильтре коричневую полосу.

Керн из нефтяного или газового горизонта обычно не смачивается при нанесении на его поверхность капли разбавленной соляной кислоты.

При изучении керна следует иметь в виду, что легкая нефть обычно характеризуется слабыми внешними

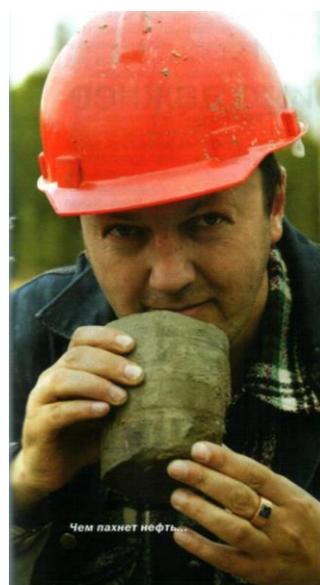


Рис. 4.1 Изучение керна у буровой

проявлениями, но на свежих сколах чувствуется сильный запах бензина (рис. 4.1); тяжелая нефть, наоборот, дает обильные признаки, но на свежих сколах отсутствует запах бензина. Керн, взятый вблизи поверхности ВНК, содержит нефть и воду, свежие поверхности их изломов влажные и хорошо смачиваются соляной кислотой.

При оценке признаков нефти в керне необходимо учитывать «ложные» признаки, являющиеся следствием попадания в него нефти при освобождении прихваченного в скважине инструмента и освобождения его посредством так называемой нефтяной ванны. Интенсивность признаков нефти в кернах нельзя связывать с возможным дебитом скважины, так как обилие их зависит главным образом от качества нефти.

Литологический состав породы определяют внешним осмотром и записывают следующие данные:

- для глин – их цвет, слоистость, песчаность, плотность, вязкость, жирность, карбонатность и т. д.;
- для песков и песчаников – их зернистость (определяют визуально и растиранием породы между пальцами), однородность, окатанность, состав зерен, отсутствие или наличие цемента и его характеристику, примесь зерен других пород, глинистость, карбонатность и т. д.;
- для карбонатных пород – наличие известняков, доломитов, мергелей; содержание их определяют на глаз и по реакции с разбавленной кислотой. Известняк при этой реакции обычно бурно «вскипает», а доломит лишь слабо «шипит» в порошке.

При переслаивании пород указывают характер прослоев, их мощность, особенно мощность песчаных прослоев.

Стратиграфическую характеристику породы устанавливают по наличию руководящей фауны (рис. 4.2) или характерным внешним признакам, присущим тому или иному стратиграфическому горизонту данного месторождения.

Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость) определяют в лабораториях и на образцах



Рис. 4.2 Фаунистические остатки в керне скважин Усть-Тымской впадины

керн. Образцы следует отбирать в количестве, пропорциональном мощности литологических разностей, слагающих продуктивный пласт (песчаник, глинистый песчаник, известняк и т. д.) при относительно однородном разрезе продуктивного пласта образцы отбираются равномерно.

Структурные особенности пород и условия их залегания. Об условиях залегания пород на глубине судят на основании данных замера угла падения пород в керне и изучения структурных особенностей образца [16]. Брекчеевидное сложение, «зеркала» скольжения, а также жилы и прожилки кальцита, гипса и т. п. свидетельствуют о нарушении нормального залегания пород. На это может указывать и частая смена углов падения в небольшом интервале разреза, которую называют «игрой» углов (рис. 4.3). При прохождении зон нарушений нередко наблюдается уход бурового раствора и, следовательно, потеря циркуляции.



Рис. 4.3 Смена углов падения пород в керне

При изучении условий залегания пород необходимо учитывать искривление ствола скважины.

Дополнительные методы изучения разрезов скважин используются как вспомогательные, когда другие методы исследования не применяются или их данные нуждаются в подтверждении.

Ценным является также использование так называемых **косвенных методов** (изучение шлама, микрофауны, микроминералов, карбонатности пород и т. д.), позволяющих получить дополнительные данные о характере проходимых

пород. К числу дополнительных методов относятся также изучение маркирующих пластов, гранулометрический, спорово-пыльцевой, люминесцентно-битуминологический анализ пород и др. В тех случаях, когда необходимо решить одну из поставленных задач, каждый из указанных выше косвенных методов может явиться прямым. Например, стратиграфия пород может быть определена по микрофауне, петрография – путем исследования минералов, характеристика карбонатных пород – путем изучения их карбонатности и т. д.

В процессе бурения, опытной и промышленной эксплуатации нефтяных месторождений отбирают пробы нефти и пластовой воды, которые также направляют в лабораторию.

Получение этой информации затруднено тем, что пластовые условия (давление, температура, и др.) отличаются от лабораторных и поэтому свойства образцов пород и флюидов, определенные в лабораторных условиях, существенно отличаются от тех же свойств в пластовых условиях. Отбор проб с сохранением пластовых условий весьма затруднителен. В настоящее время существуют герметичные пробоотборники только для пластовых нефтей и вод [17]. Пробы нефти и пластовой воды направляют в лабораторию, где оценивают плотность и вязкость нефти в поверхностных и пластовых условиях, объемный, пересчетный коэффициенты, коэффициент усадки, поверхностное натяжение. По пробам пластовой воды определяют ее химическую характеристику, плотность, удельный объем, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, вязкость, поверхностное натяжение. Устанавливается отношение вязкости воды к вязкости нефти, а также плотности воды к плотности пластовой нефти.

Таким образом, прямые методы исследования скважин дают наиболее полную и объективную оценку продуктивных пластов и нефтяных залежей, но в отдельных их точках.

4.2. Геофизические методы изучения разрезов скважин

Геофизические исследования проводятся практически во всех пробуренных скважинах. Регистрируемые при каротаже изменения геофизических параметров с глубиной дают объективную, а также непрерывную характеристику пройденных скважиной пород. Это позволяет получить разностороннюю информацию о геологическом строении, как в целом всего разреза, так и отдельных продуктивных пластов.

Исследования скважин геофизическими методами (ГИС) можно разделить на пять групп:

1. изучение разрезов скважин и последовательности напластования;
2. изучение характера нефтегазонасыщенности продуктивных пластов;
3. определение коллекторских свойств пластов;
4. определение технического состояния скважин;
5. контроль за состоянием разработки нефтяных и газовых залежей.

1. Для изучения *геологических разрезов скважин* используются электрические, магнитные, радиоактивные, акустические и другие методы, основанные на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы. Результаты исследований скважин фиксируются в виде диаграмм: кажущегося электрического сопротивления, потенциалов собственной и вызванной поляризации пород, интенсив-

ность гамма-излучения и др. В итоге решаются следующие задачи: определение литолого-петрографической характеристики пород; расчленение разреза и выявление геофизических реперов, и установление условий их залегания, определение общей и эффективной толщины пластов, последовательность их напластования.

При изучении последовательности напластования необходимо отмечать следующее:

- нормальное залегание пластов, при этом в каждой скважине будет наблюдаться повторение максимумов и минимумов кривой КС;
- тектонические нарушения (если имеются) – сброс, взброс, наличие опрокинутой складки и т. д.;
- наличие фациальных замещений продуктивных пластов.

В процессе детальной корреляции разрезов скважин на основе сопоставления комплекса промыслово-геофизических материалов устанавливается степень замещения продуктивных пластов глинистыми, плотными породами. На основе анализа получаемых результатов делается вывод о макронеоднородности пластов. При этом продуктивный пласт может: а) расщепляться глинистыми породами на ряд проницаемых пластов и пропластков; б) частично замещаться плотными породами в кровельной и подошвенной частях; в) полностью замещаться плотными породами на небольших локальных участках.

- наличие размывов и перерывов в осадконакоплении.

Для количественной оценки неоднородности рассчитываются коэффициенты, характеризующие выдержанность пласта, его расчлененность, литологическую связанность и песчанистость. Основой для расчета служат материалы детальной корреляции, литолого-фациальные и зональные карты.

2. Выделение *нефтегазонасыщенных* коллекторов в разрезе скважины производится в основном методом сопротивления. О степени насыщения пор пласта нефтью, газом, водой судят по результатам сравнения удельного сопротивления породы $\rho_{п}$ с его значением $\rho_{вп}$ при 100 % водонасыщенности [18]. Помимо определения характера насыщения, выделяются разделы газ – вода (ГВК), вода – нефть (ВНК), газ – нефть (ГНК).

3. Определение *коллекторских свойств* (пористости и проницаемости) по результатам ГИС основывается на различии физических свойств флюида, заполняющего поровое пространство коллектора, и его твердой фазы [19]. Проницаемые породы в большинстве случаев достаточно четко выделяются на диаграммах геофизических параметров, регистрируемых в скважинах. Определение пористости и проницаемости бази-

руется на индивидуальной и комплексной интерпретации данных различных видов каротажа.

4. При проводке скважины основное внимание уделяется ее *техническому состоянию*, для изучения которого применяют инклинометрию, кавернометрию, цементометрию.

При инклинометрии измеряют угол и азимут искривления, с помощью которых устанавливаются положение скважины в пространстве, её вертикальная глубина, истинная глубина залегания продуктивных пластов и маркирующих горизонтов. В наклонно направленных скважинах инклинометрия проводится через 5 – 10 м, в вертикальных через 20 – 50 м. Большое внимание инклинометрии должно уделяться при бурении горизонтальных скважин.

Кавернометрия позволяет определить фактический диаметр скважины, который учитывается при характеристике литологического состава проходимых пород, при авариях и обрыве инструмента, попадании в скважину посторонних предметов и особенно для расчета объема скважины при ее цементировании.

Цементометрия позволяет установить высоту подъема цемента за колонной, распределение его в затрубном пространстве, степень его сцепления с пройденными горными породами, а также выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах. Цементометрия осуществляется с помощью электрического, акустического, радиоактивного и термического методов.

5. В практике разработки нефтяных месторождений большое значение имеют геофизические *методы контроля и регулирования* этого процесса. Среди них можно отметить следующие:

- изучение распределения жидкости по стволу скважины;
- анализ продвижения текущих контуров нефтеносности и обводнения эксплуатационных объектов.

Для решения этих задач используются расходомеры, дебитометры, резистивиметры, плотностномеры, влагомеры, термометрия, локатор муфт и т. д.

Таким образом, косвенные геофизические методы позволяют получить весьма обширную информацию о залежах продуктивных пластов.

4.3. Гидродинамические методы исследования скважин

Применяются для определения гидродинамических параметров и продуктивности пластов-коллекторов на основе выявления характера связи дебитов скважин с давлением в пластах. Эти связи описываются математическими уравнениями, в которые входят физические парамет-

ры пласта и некоторые характеристики скважин. Установив на основе гидродинамических исследований фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений в скважинах, можно решить эти уравнения относительно искомых параметров пласта и скважин. Применяют три основных метода гидродинамических исследований скважин и пластов: 1) изучение восстановления пластового давления; 2) метод установившихся отборов жидкости из скважин; 3) определение взаимодействия (интерференции) скважин.

4.4. Наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин

В процессе анализа эксплуатации добывающих скважин по соотношению дебитов можно сделать вывод о характере коллектора, закономерностях изменения коллекторских свойств по площади залежи, наличии трещиноватости, ориентировке трещин в пределах площади залежи. По изменению процента песка судят о характере коллектора, степени его цементированности. На основании отбора проб нефти на устье каждой добывающей скважины определяют процент воды и делают вы воды относительно характера продвижения контуров нефтеносности, наличия языков обводнения.

Проанализировав характер изменений пластовых давлений по площади и разрезу нефтяных залежей во времени, можно оценить характер коллектора и коллекторских свойств, сделать выводы относительно развития того или иного режима в залежи. По изменению пластовых давлений в каждой добывающей и нагнетательной скважине строят карты изобар, по которым рассчитывают средневзвешенные по площади и объёму залежи пластовые давления в пределах внешних контуров нефтеносности или в пределах зоны отбора. На основе анализа карт изобар осуществляют контроль и регулирование разработки, принимают меры по увеличению или уменьшению объёма закачиваемой воды в пласт, по улучшению состояния разработки каждого эксплуатационного объекта.

Кроме того, по результатам замера пластовых давлений в добывающих и нагнетательных скважинах строят карты разницы пластовых давлений (находится разница между пластовым давлением в одной и той же скважине на текущую дату замера и пластовым давлением на предыдущую дату исследований). По этим картам оценивают эффективность закачки воды в пласт, устанавливают наличие экранов, зон замещения пласта плотными непроницаемыми породами, решают вопрос о переносе закачки воды в другие скважины или другую часть залежи. Например, построение такой карты по тульско-бобриковской залежи на

Ярино-Каменноложском месторождении позволило зафиксировать наличие экранов на западном крыле залежи, ликвидировать здесь закачку воды в законтурные нагнетательные скважины и полностью перенести её на восточное крыло залежи [20].

4.5. Геолого-промысловые методы

На основе детального анализа всех методов получения геолого-промысловой информации о залежах продуктивных пластов даётся комплексное геолого-промысловое представление о строении залежи, распределении общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин, границах залежи, уточняются коллекторские свойства, оцениваются неоднородность, фильтрационные параметры пласта, физико-химические свойства флюидов, дебиты нефти, газа, воды, начальное пластовое давление, динамика его изменения во времени, газовые факторы, продуктивность скважин, приёмистость нагнетательных скважин, режим залежи, выбирается метод поддержания пластового давления.

Геолого-промысловые особенности нефтяных залежей изучают на основе построения корреляционных схем, геологических разрезов, карт, схем, характеризующих строение продуктивных пластов. На базе комплексной оценки геолого-промысловых особенностей залежей продуктивных пластов рассчитывают кондиции и устанавливают конечную нефтеотдачу при данной системе разработки.

В целом на этом этапе можно выделить три вида геолого-промысловой информации: 1) описательную; 2) качественную; 3) количественную.

Описательная информация включает описание геологического строения как в целом региона, так и конкретного месторождения (геоморфология, история геолого-геофизического изучения района, его стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, водоносность, полезные ископаемые); качественная информация - схемы корреляции, геологические разрезы, сведения о коллекторских свойствах, продуктивности, термобарических и энергетических характеристиках пласта (залежи); количественная информация - различные карты, характеризующие строение пластов и залежей, а также результаты обработки всей геолого-промысловой информации с помощью вероятностно-статистических методов, что позволяет в конечном итоге создать модель залежи нефти (газа).

На следующих этапах изучения нефтяных или газовых залежей отмеченные виды геолого-промысловой информации в основном остаются, но они значительно усложняются и дополняются информацией, по-

лученной в процессе пробной или опытно-промышленной эксплуатации изучаемой залежи.

Таким образом, все перечисленные методы получения геолого-промысловой информации о залежах позволяют составить объективное представление о всех параметрах, учитываемых при подсчете запасов, проектировании и анализе состояния разработки [20].

Контрольные вопросы к главе 4

1. Что относят к основным методам получения промыслово-геологической информации?
2. Какие дополнительные методы используют для изучения разрезов скважин?
3. Какие данные о литологическом составе пород можно получить при внешнем осмотре?
4. На основании каких данных судят об условиях залегания пород на глубине?
5. Как можно определить стратиграфическую характеристику породы по керну?
6. Для чего применяют геофизические методы исследования?
7. Для чего применяют гидродинамические методы исследования?
8. Какие методы применяют для исследования технического состояния скважины?
9. Каким образом изучают геолого-промысловые особенности нефтяных залежей?
10. Для чего проводится наблюдение за работой добывающих и нагнетательных скважин?

5. ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТАТИЧЕСКОМ ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ

5.1. Изучение формы залежи

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

К числу таких поверхностей относятся:

- кровля и подошва залежи - верхняя и нижняя структурные поверхности, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов;
- дизъюнктивные поверхности, обуславливающие смещение одно-возрастных пород относительно друг друга;
- поверхности, разделяющие породы-коллекторы и породы-не коллекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород, со стратиграфическими несогласиями и др.;
- поверхности, разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т. е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК.

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

Определение положения поверхностей и их пересечений, обуславливающих общий объем залежи (выполнение наблюдений, и измерений, вычислений и графических построений), входит в общий объем процедуры геометризации залежи [20].

5.1.1 Природные резервуары. Ловушки

Природный резервуар – естественноеместилище нефти, газа и воды (внутри его может происходить циркуляция подвижных веществ), форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Выделяются три основных типа: *пластовый, массивный, литологически ограниченный со всех сторон (линзовидный)* [14].

Пластовый резервуар (рис. 5.1) представляет собой коллектор,

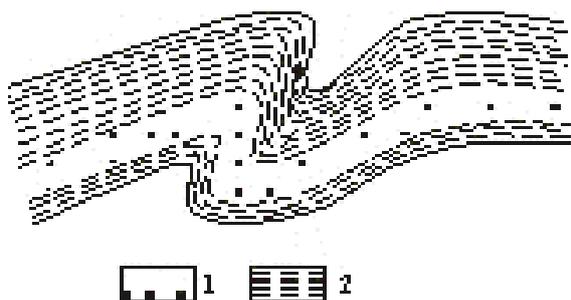


Рис. 5.1 Принципиальная схема
пластового резервуара:
1 – коллектор (песок);
2 – плохо проницаемые породы
(глины)

Большинство массивных резервуаров, особенно широко распространенных на платформах, представлено известняково-доломитизированными толщами. Для ряда месторождений было установлено, что толща пород, представляющая собой единый резервуар, насыщенный газом, нефтью и водой, содержит породы различного литологического состава и различного литологического 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. По характеру слагающих их пород массивные резервуары подразделяются на две группы:

1. Однородные массивные резервуары сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатных (рис. 5.2).
2. Неоднородные массивные резервуары – толща пород неоднород-

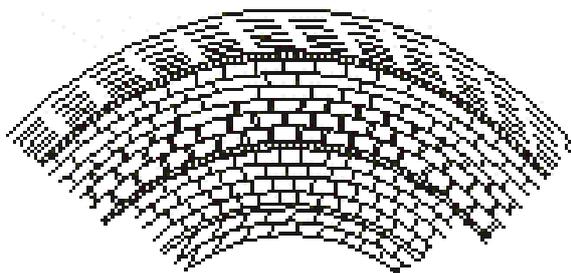


Рис. 5.2 Схема однородного
массивного резервуара

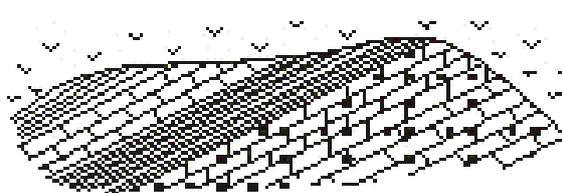


Рис. 5.3 Схема неоднородного
массивного резервуара

на (рис. 5.3). Литологически она может быть представлена, например, чередованием известняков, песков и песчаников, сверху перекрытых глинами. Проницаемость такой толщи в различных ее слоях колеблется,

но перемещение жидкости (воды, нефти) возможно во всех направлениях и происходит в общем независимо от наслоения пород.

Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон (рис. 5.4). В эту группу объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды

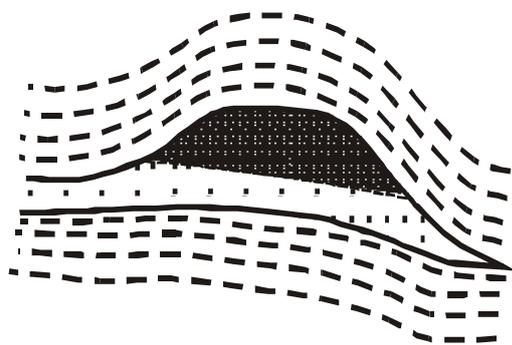


Рис. 5.4 Резервуар, литологически ограниченный со всех сторон практически непроницаемыми породами

окружены со всех сторон либо практически непроницаемыми породами, либо породами, насыщенными слабоактивной водой.

К резервуарам неправильной формы относятся лишь зоны повышенной пористости и проницаемости пород, связанные с местным изменением петрографического состава, не распространяющимся на сколько-

нибудь значительную площадь.

Каким бы ни был механизм образования углеводородов для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов), непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек), а также пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке).

Ловушка – часть природного резервуара, в которой благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по их удельным весам.

Ловушка чаще всего представляет собой участок резервуара с застойными условиями даже в том случае, если в остальной части резервуара вода находится в движении.

Примеры ловушек в пластовом, массивном и литологическом природных резервуарах показаны на рисунке 5.5.

В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (рис. 5.5, Б, Г, Е) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму (рис. 5.5, Ж); литологически замкнутый (линзовидный) природный резервуар сам является ловушкой (рис. 5.5, В).

Как видно из рисунка 5.5, объем ловушки Е контролируется не перекрывающим ее пластом ангидритов, а вышележащими глинами. В данном случае ангидриты выполняют роль ложной покрывки: они не могут содержать промышленных скоплений УВ (ввиду незначительной емкости), но способны пропускать их (так как в ангидритах имеется система трещин).

По происхождению различают следующие ловушки:

- *структурные (сводовые)* – образованные в результате изгиба слоев (рис. 5.5, Б, Г, Е) и (или) разрыва их сплошности;

- *стратиграфические* (рис. 5.5, А) – сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами. Как правило, толщи пород, образовавшиеся после перерыва в осадконакоплении, характеризуются более простыми структурными формами залегания.

Поверхность, отделяющая эти толщи от толщ, возникших ранее, называется **поверхностью стратиграфического несогласия**;

- *тектонические* – образованные в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой;

- *литологические* – образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (рис. 5.5, В, Д);

- *рифогенные* – сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела (рис. 5.5, Ж) и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

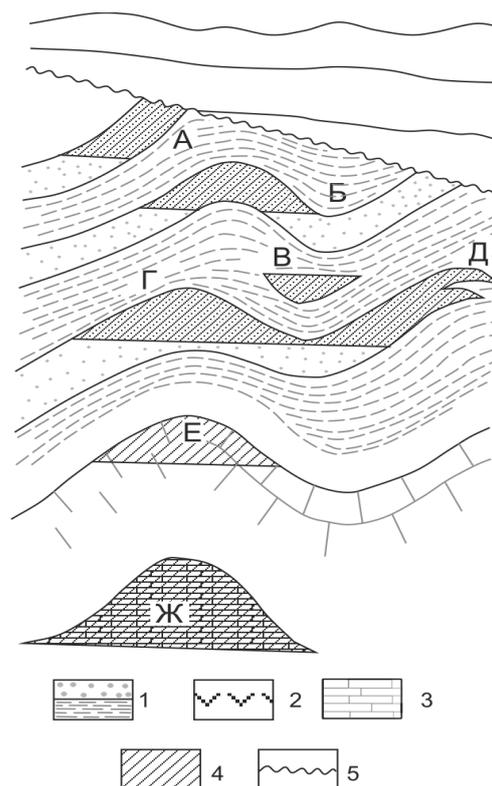


Рис. 5.5 Ловушки для нефти и газа в пластовых (А, Б, Г), массивных (Е, Ж) и литологических (В, Д) природных резервуарах: Породы: 1 – терригенные; 2 – хомогенные; 3 – карбонатные; 4 – ловушки; 5 – поверхность стратиграфического несогласия

Около 80 % залежей в мире связано с ловушками структурного типа.

Скопление нефти, газа, конденсата и других компонентов, сосредоточенные в ловушке, ограниченные поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется залежью.

Согласно классификации А.А. Бакирова выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа.

Класс структурных залежей. К этому классу относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных тектонических структур. Наиболее часто встречающиеся залежи этого класса – сводовые (рис. 5.6, а), тектонически экранированные (рис. 5.6, б) и приконтактные (рис. 5.6, в).

Сводовые залежи формируются в сводовых частях локальных структур.

Тектонически экранированные залежи формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур. Подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или переклиналях.

Приконтактные залежи образуются в продуктивных пластах, контактирующих с соляным штоком, глиняным диапиром или с вулканогенными образованиями.

Класс литологических залежей. В составе этого класса выделяются две группы: залежи литологически экранированные (рис. 5.6, г) и залежи литологически ограниченные (рис. 5.6, д).

Литологически экранированные залежи располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора.

Литологически ограниченные залежи приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям или же к гнездообразно залегающим породам-коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми породами.

Класс рифогенных залежей (рис. 5.6, е). Залежи этого класса образуются в теле рифовых массивов.

Залежи стратиграфического класса (рис. 5.6, ж). Формирование залежей этого класса происходило в пластах-коллекторах, до этого срезаемых эрозией и стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста. Залежи стратиграфического класса могут быть обнаружены в антиклинальных, куполовидных и моноклинальных структурах. К ним относят и залежи, приуроченные к выветрелой части погребенных выступов кристаллических пород фун-

дамента.

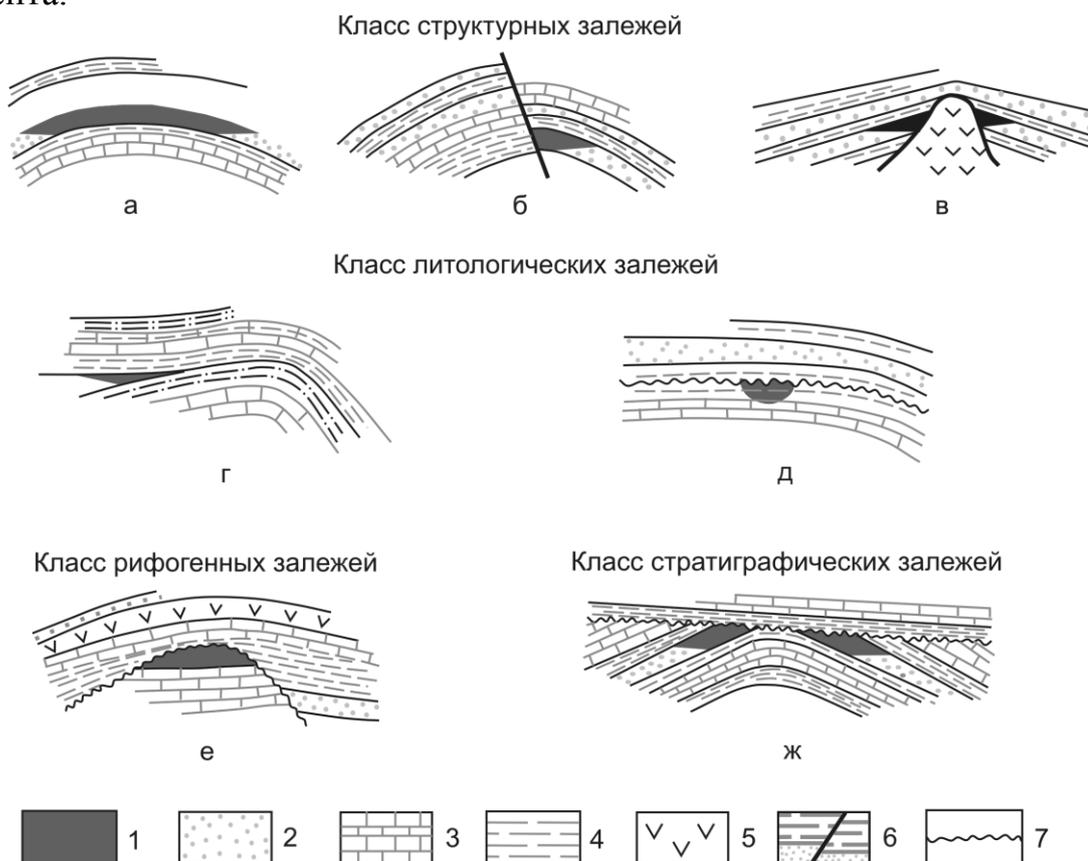


Рис. 5.6. Классы залежей:

а) сводовая; б) тектонически экранированная; в) приконтактная; г) литологически экранированная; д) литологически ограниченная; е) рифогенная; ж) стратиграфическая; 1- нефтяная залежь; 2 - песчаные породы; 3 - известняки; 4 - глины; 5 – солевой шток; 6 - нарушения; 7 - стратиграфическое несогласие

Под **месторождением нефти и газа** понимается совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой.

Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется **однопластовым**. Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть **многопластовыми**.

По начальному фазовому состоянию и составу основных УВ соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К **однофазным** залежам относятся:

а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;

б) газовые (состоящие более чем на 90 % из метана) или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ с углеводородным конденсатом.

К **двухфазным** залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат.

По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи ($\bar{V}_n = \frac{V_n}{V_n + V_g}$) двухфазные залежи подразделяются на:

а) **нефтяные** с газовой или газоконденсатной шапкой ($\bar{V}_n > 0,75$);

б) **газо- или газоконденсатнонефтяные** ($0,50 < \bar{V}_n \leq 0,75$);

в) **нефтегазовые** или **нефтегазоконденсатные** ($0,25 < \bar{V}_n \leq 0,50$);

г) **газовые** или **газоконденсатные с нефтяной оторочкой** ($\bar{V}_n \leq 0,25$).

К газоконденсатным относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза – конденсат.

В зависимости от того, какие запасы преобладают, основным эксплуатационным объектом в двухфазных залежах считается газонасыщенная или нефтенасыщенная часть (рис. 5.7).

По сложности строения месторождения подразделяются на:

- месторождения простого строения, приуроченные к тектонически ненарушенным или слабонарушенным структурам, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

- месторождения сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений, или тектонических нарушений, делящих единые залежи на отдельные блоки;

- месторождения очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежь на отдельные блоки, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов в пределах этих блоков. К категориям сложного и очень сложного строения следует также относить газонефтяные и нефтегазовые залежи, в которых нефть

в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой, нефть содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

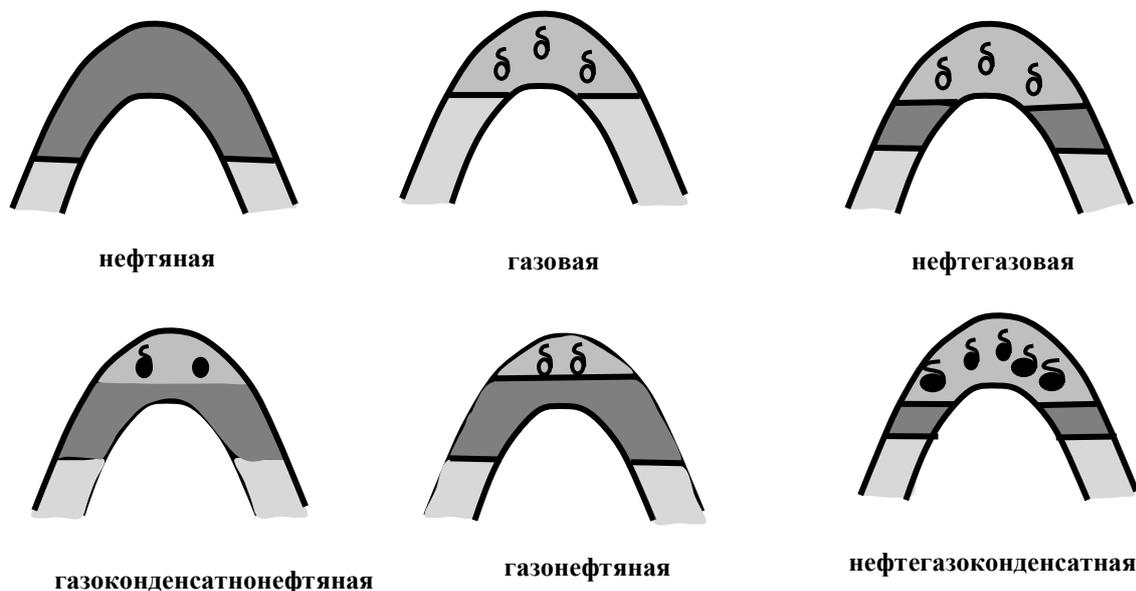


Рис. 5.7. Классификация залежей по фазовым состояниям углеводородов

5.1.2. Изучение структуры поверхностей залежи (кровли и подошвы)

Характерный признак осадочных горных пород – их слоистость. Данные породы сложены в основном из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется *подошвой*, а сверху – *кровлей* [14].

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

В случаях, когда прикровельная часть продуктивного горизонта повсеместно выполнена проницаемой породой, верхней границей залежи служит верхняя поверхность коллекторов. Такое совпадение имеет место при монолитном строении продуктивного горизонта, выполненного по всей толщине породой-коллектором, или при многопластовом продуктивном горизонте, когда верхний проницаемый пласт (прослой) залегает повсеместно. Если в прикровельной части горизонта имеются участки замещения коллекторов непроницаемыми породами, то на этих

участках верхние границы залежи и поверхности коллекторов не совпадают. За нижнюю границу пластовой залежи нефти (газа) в пределах внутреннего контура нефтеносности (газоносности) принимают подошву продуктивного горизонта, т. е. поверхность между продуктивным горизонтом и подстилающими непроницаемыми породами. Все, что было сказано выше относительно проведения верхних границ залежи и коллекторов, полностью относится и к нижним границам.

Формы верхней и нижней границ залежей изучаются с помощью структурных карт. Структурными называются карты, на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) подземного рельефа изображается положение в пространстве опорной поверхности (кровли и подошвы пласта). Сечение между изогипсами выбирают в зависимости от угла падения пластов высоты структуры, количества и качества исходной информации. Конфигурация изогипс характеризует направления падения слоев, а плотность их расположения – углы наклона.

Для построения структурной карты кровли или подошвы горизонта необходимо нанести на план местоположение, точки пересечения поверхности стволами скважин и абсолютные отметки залегания поверхности в каждой точке.

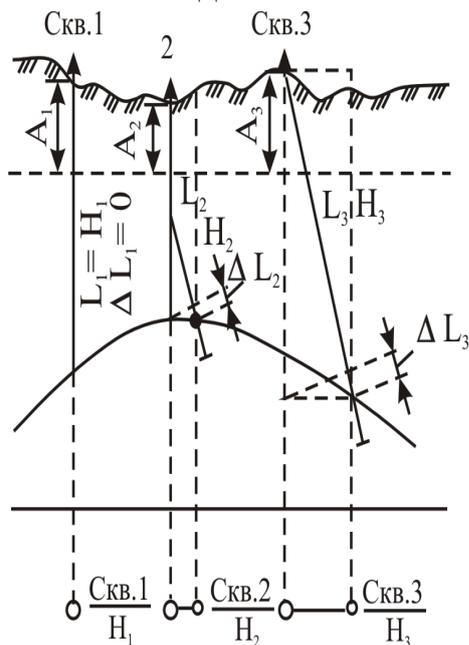


Рис. 5.8. Пример определения положения точки наблюдения на плане

При определении положения на плане точки наблюдения учитывают ее смещение от устья скважины в результате искривления пласта (рис. 5.8).

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

Абсолютная отметка H картируемой поверхности в точке наблюдения (рис. 2.8) определяется по формуле:

$$H = (A + \Delta L) - L \quad (5.1)$$

Построение структурных карт представляет собой определение положения изогипс на плане (рис. 5.9).

Применяют два способа построения карт: способ треугольников, используемый при картировании поверхностей залежей, приуроченных к ненарушенным структурам, способ профилей, целесообразный при картирова-

нии поверхностей залежей, приуроченных к структурам, расчлененным дизъюнктивными нарушениями на блоки.

При способе треугольников точки соседних скважин соединяют на плане линиями таким образом, что образуется система треугольников (рис. 5.10). Затем на каждой линии по правилу линейной интерполяции находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами.

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

$$L_x = [(H_x - H_1) / (H_2 - H_1)] / L_{1,2} \quad (5.2)$$

где L_x – расстояние от искомой изогипсы до скв. 1 на линии, соединяющей скв. 1 и 2;

H_x – значение (абсолютная отметка) искомой изогипсы;

H_1 и H_2 – абсолютные отметки залегания картируемой поверхности соответственно в скв. 1 и 2;

$L_{1,2}$ – расстояние между скв. 1 и 2.

Интерполяция с помощью уравнения – трудоемкий процесс. Удобнее пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий, проведенных на кальке на равных расстояниях друг от друга.

Полученные на сторонах каждого треугольника одноименные точки соединяются линиями изогипсами (рис. 5.10 в).

Чем больше точек наблюдения, тем меньше размеры треугольников и тем точнее построенная карта будет отражать форму реальной картируемой поверхности. При построении карт поверхностей необходимо придерживаться следующих правил:

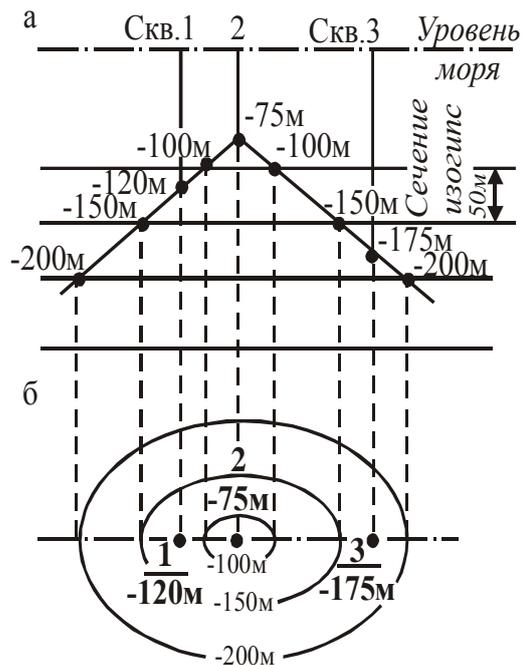


Рис. 5.9. Изображение глубинного рельефа с помощью изогипс:

а – профильный разрез; б – структурная карта; изогипсы глубинного рельефа даны в метрах

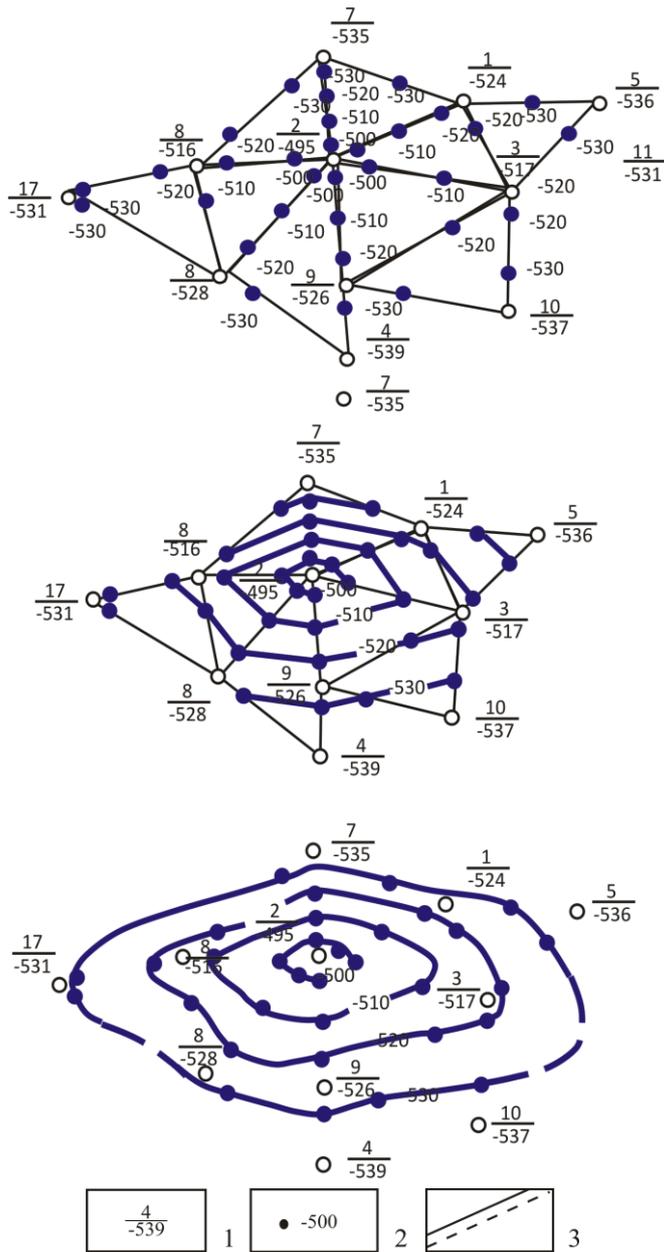


Рис. 5.10. Построение структурной карты методом треугольников:

а) определение отметок изогипс между соседними скважинами; б) проведение изогипс по сторонам треугольников; в) сглаживание формы изогипс в соответствии с общегеологическими предпосылками; 1 – скважины: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка картируемой поверхности, м; 2 – точки с отметками картируемой поверхности, м; 3 – изогипсы

плавно, без резких изгибов линий;

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

- до начала построений следует выявить региональные закономерности в залегании пород такие, как направление осей структур, доминирующие углы падения на разных участках структур, положение сводов и периклинальных окончаний и др.

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

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

- проведение изогипс следует выполнять

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

При построении структурных карт необходимо выдерживать соответствие между точностью карты и количеством, и качеством исходной информации. Показателем точности карт является размер сечения между изолиниями. Поэтому обоснование его весьма ответственная задача. При этом необходимо учитывать плотность точек наблюдения, точность исходных данных, сложность картируемой поверхности.

Плотность точек наблюдения при выборе сечения учитывается следующим образом. Как видно на рисунке 5.11, при наличии двух точек наблюдения A и B при линейной интерполяции фактическая кривая AB (соответствующая картируемой поверхности) заменяется фиктивной прямой AB , для характеристики которой достаточно двух изолиний с сечением между ними BC . Если взять сечение меньше, то промежуточные изолинии будут характеризовать поверхность иначе.

При увеличении количества точек наблюдения прямая AB заменится ломаной $ADMB$, более близкой к кривой AB .

Чтобы ее охарактеризовать, нужно сгустить изолинии. Причем в верхней части кривой их следовало бы провести гуще (для отрезка MB сечение равно BF), а в нижней – реже: отрезку AD соответствует сечение EC .

Поскольку при построении карты применяют единое значение сечения между изолиниями, рациональной величиной сечения будет значение, примерно равное средней разности между абсолютными отметками поверхности в скважинах.

В данном примере следует принять, что сечение

$$h_{ec} = (BF + FE + EC) / 3 \quad (5.3)$$

Таким образом, чем больше точек наблюдения, тем, при прочих

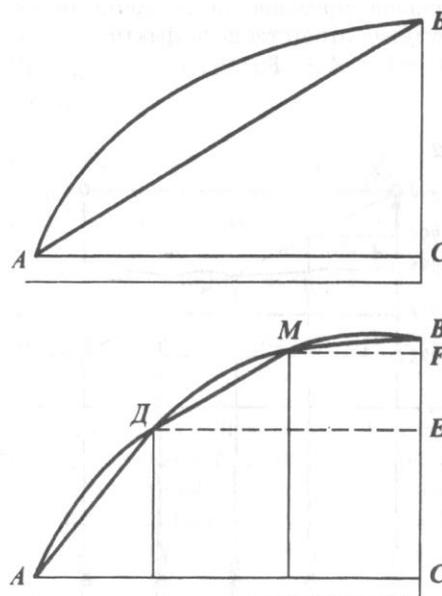


Рис. 5.11. Влияние количества точек наблюдения на точность отображения картируемой поверхности

равных условиях, меньше разность между абсолютными отметками поверхности в соседних точках (скважинах). Поэтому принятие меньшего значения сечения повысит точность карты.

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

Пласты осадочных горных пород могут залегать не только горизонтально, но и в виде складок, образовавшихся в ходе колебательных, тектонических и горообразовательных процессов. Изгиб пласта, направленный выпуклостью вверх, называется *антиклиналью*, а выпуклостью вниз – *синклиной*.

В России почти 90% найденных нефти и газа находятся в антиклиналях, за рубежом – около 70 %.

5.1.3. Дизъюнктивные нарушения

В зависимости от характера смещения слоев и положения плоскости нарушения выделяются взбросы и сбросы. В условиях наклонной плоскости нарушения при взбросе приподнятое крыло располагается над плоскостью нарушения.

Скважина, пересекая взброс, вскрывает дважды одни и те же слои (рис. 5.12, I).

При сбросе приподнятое крыло располагается под плоскостью нарушения, и в скважине, пересекающей сброс, выпадают все слои (рис. 5.12, II) или их часть. На наличие разрывного нарушения с наклонным положением плоскости нарушения указывают наличие разрезов скважин с повторением или выпадением некоторых пластов, а также резкие перепады гипсометрических отметок кровли и подошвы пласта изучаемого горизонта на небольшом расстоянии.

Трещины (разломы), по которым произошло смещение слоев, могут быть закрытыми или открытыми. В зависимости от этого и от соотношения толщины продуктивного пласта и амплитуды смещения нарушения делятся на проводящие и экранирующие. Проводящие нару-

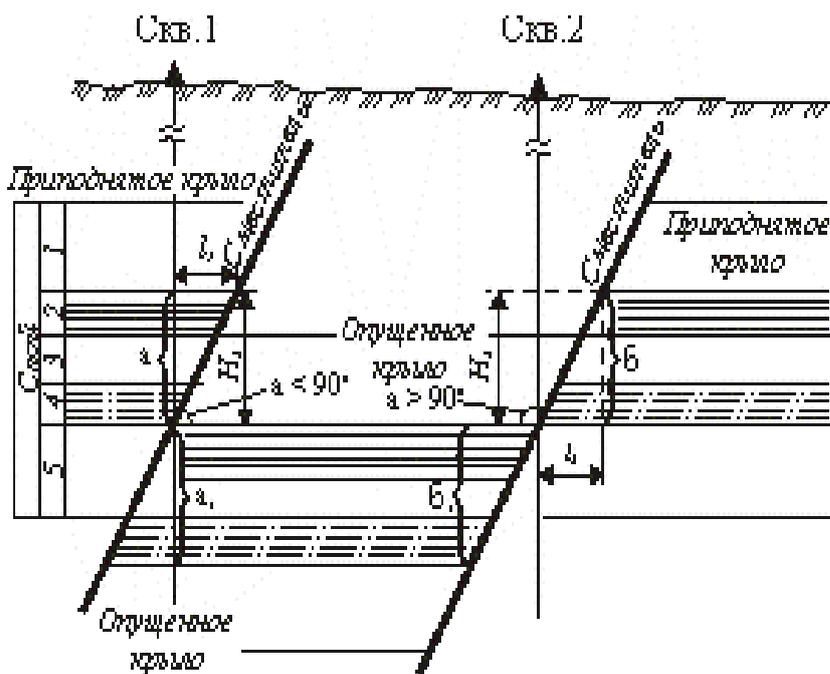


Рис. 5.12. Элементы дизъюнктивных нарушений:
 I – взброс; II – сброс; H_1, H_2 – высоты соответственно взброса и сброса; l_1, l_2 – ширина перекрытия сместителя соответственно при взбросе и сбросе; части разреза: a, a_1 – повторяющиеся в скв. 1, b, b_1 – выпадающие в скв. 2

блоках. Если в пределах соседних блоков ВНК, ГНК или ГВК единого горизонта находятся на разных гипсометрических отметках, или при одинаковых отметках горизонт в одном блоке содержит нефть, а в другом – газ или воду, то разрывное нарушение является экранирующим. При единых гипсометрических отметках контактов в соседних блоках есть основания считать тектоническое нарушение проводящим.

5.1.4. Границы залежей, связанных с фациальной изменчивостью пластов и стратиграфическими несогласиями

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

Потерю горизонтом коллекторских свойств при сохранении его в разрезе называют **замещением коллекторов**, а соответствующую экранирующую границу – *линией фациального замещения коллекторов* или *границей распространения коллекторов*. Положение линии замещения коллекторов определяют по данным керна и промысловой геофизики о

шения обычно не нарушают целостности залежи. Экранирующие нарушения служат естественными границами залежей или расчленяют залежи на изолированные участки.

Нарушения относят к проводящим или экранирующим на основании сопоставления абсолютных отметок контактов между нефтью, газом и водой в разных

том, какими породами проницаемыми или непроницаемыми представлен пласт в каждой скважине.

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

При **выклинивании** или **размыве** продуктивных отложений, сопровождающихся несогласным залеганием слоев, образуются *линии выклинивания или размыва*, ограничивающие площадь, за пределами которой пласт не отлагался или размыт.

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

Определение положения линий выклинивания или размыва возможно несколькими способами. Выбор способа зависит от объема исходных данных. При небольшом числе пробуренных скважин линии выклинивания и размыва проводятся условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых имеется продуктивный пласт, а в другой – отсутствует. Этот способ обычно применяют на стадии проектирования разработки по редкой сети разведочных скважин.

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

Положение линий выклинивания и размыва можно также уточнить путем построения серии профилей. Для этого перпендикулярно к уточняемой линии через пробуренные скважины проводится возможно большее число профилей. В каждый профиль должно быть включено несколько скважин, расположенных в зоне распространения продуктивного пласта и в зоне его отсутствия. На профилях проводят линии, соответствующие положению кровли и подошвы продуктивного пласта. Смыкание кровли подстилающих и подошвы перекрывающих пласт от-

ложений отмечает точку, в которой линия выклинивания или размыва пересекает профиль. Эти точки переносят на карту и, соединив их, получают в плане линию выклинивания или размыва.

5.1.5. Изучение положения водонефтяных контактов в залежах углеводородов

В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт флюиды располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных сил. Молекулярно-поверхностные силы препятствуют гравитационному распределению газа и жидкостей в пористой среде. Это проявляется в том, что в продуктивных пластах содержится определенное количество остаточной воды, а также в сложном распределении по разрезу газа, нефти и воды в приконтактных зонах пласта. На границе воды с нефтью, вода, а на границе нефти с газом, нефть под действием капиллярного давления в части капилляров поднимаются выше уровня, соответствующего уровню гравитационного распределения. Значение капиллярного подъема h определяется уравнением:

$$h = 2\sigma_{a.f.} \cos\theta_{a.f.} / [r_i g(\rho_a - \rho_f)] \quad (5.4)$$

где $\sigma_{в.н.}$ – поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды;

$\theta_{в.н.}$ – краевой угол смачивания на той же границе;

r_i – радиус капиллярной трубки;

g – ускорение свободного падения;

$\rho_в$ и $\rho_н$ – плотность соответственно воды и нефти.

Исходя из формулы, можно отметить, что высота капиллярного подъема увеличивается:

- при уменьшении радиуса капилляров;
- при уменьшении разницы плотностей контактирующих фаз;
- при уменьшении краевого угла смачивания;
- при увеличении поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз.

В результате образуются так называемые переходные зоны. В пределах переходной зоны содержание нефти (газа) возрастает снизу вверх.

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

коллекторам, она достигает 12 – 15м.

Переходные зоны от нефти к газу обычно имеют небольшую толщину. На рисунке 5.13 показано распределение газа, нефти и воды в

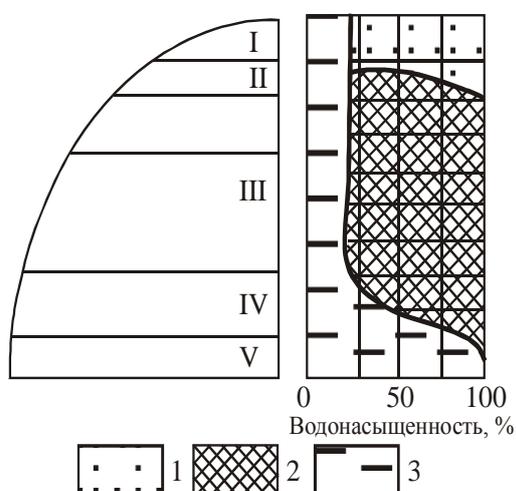


Рис. 5.13. Типичное размещение нефти, газа и воды в пласте (по М.И. Максимова):

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

условном продуктивном пласте с предельной нефтегазонасыщенностью 80 %. По характеру насыщенности можно выделить пять интервалов (снизу вверх): V – водоносная зона; IV – переходная зона от воды к нефти; III – нефтяная зона; II – переходная зона от нефти к газу; I – газоносная зона.

На рисунке 5.14 показано изменение по разрезу нефтеводонасыщенности и капиллярного давления в реальном терригенном коллекторе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Из рисунка видно, что при капиллярном давлении, равном нулю, пористая среда полностью водонасыщена, т. е. $k_g = 1$. Выше нулевого уровня капиллярного давления выделяется уровень I, на котором в пористой среде появляется нефть (кривая 2). Выше уровня коэффициент нефтенасыщенности k_n возрастает вначале весьма интенсивно, затем все медленнее, пока не достигает значений, близких к предельному (0,86). Соответственно k_g выше уровня I уменьшается вначале быстро (кривая 1), затем медленнее, до значений, близких к минимальным (0,14). По значениям k_n , близким к максимальным, а k_g – близким к минимальным, с некоторой долей условности проводится уровень II. **Уровень I соответствует подошве переходной зоны, а уровень II – ее кровле.** Кривые 3, 4 на рисунке 5.14 характеризуют зависимость фазовой проницаемости в переходной зоне от насыщенности нефтью и водой. По фазовой проницаемости переходную зону можно разделить на три части.

В нижней части переходной зоны фазовая проницаемость коллекторов для нефти равна нулю, и лишь по достижении определенного значения k_n нефть способна двигаться по пористой среде. Этому значению k_n соответствует **уровень III**, ниже которого в переходной зоне подвижной является только вода.

Выше уровня III в средней части переходной зоны подвижностью обладают как вода, так и нефть, причем постепенно фазовая проницаемость для нефти возрастает, а для воды снижается. По достижении определенного критического значения k_g фазовая проницаемость для воды становится равной нулю. Этому значению k_g соответствует **уровень IV**, выше которого может перемещаться только нефть.

В настоящее время нет единого подхода к выбору поверхности, принимаемой за ВНК. На практике в качестве поверхности ВНК принимается одна из рассмотренных граничных поверхностей переходной зоны. Эту поверхность выбирают исходя из толщины переходной зоны в целом и отдельных ее частей.

Информацией о положении ВНК, ГНК, ГВК в каждой отдельной скважине служат данные керна, промысловой геофизики и опробования.

По керну установить положение контакта в скважине можно при незначительной толщине переходной зоны, полном выносе керна и четком фиксировании положения контакта в керне по внешним признакам.

Основную информацию о положении контактов получают методами промысловой геофизики. Нижняя граница переходной зоны четко фиксируется резким скачкообразным уменьшением величины p_z на диаграммах электрометрии и снижением показаний нейтронного гамма-метода.

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

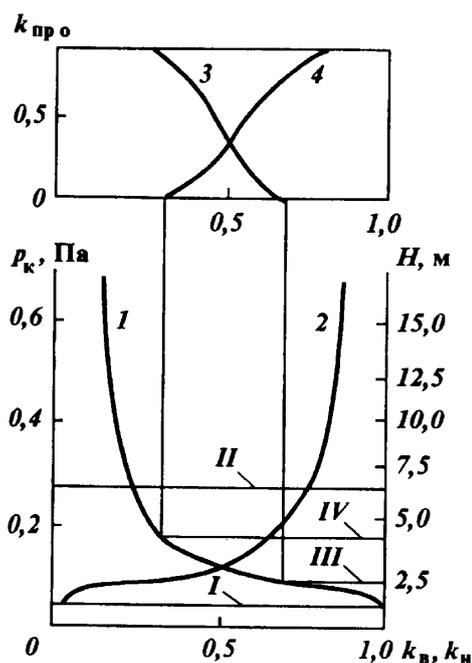


Рис. 5.14. Пример обоснования положения границ в переходной зоне: зависимости коэффициентов: 1 – водонасыщенности $k_в$ и 2 – нефтенасыщенности $k_н$ от высоты над уровнем нулевого капилляр. давления p_k ; 3 – относительной проницаемости $k_{пр.о}$ для нефти; 4 – относительной проницаемости $k_{пр.о}$ для воды от $k_в$ и $k_н$; I – подошва переходной зоны; II – кровля переходной зоны; III – уровень появления подвижной нефти; IV – уровень перехода воды в неподвижное состояние; H – расстояние до поверхности со 100 %-м водонасыщением

шой толщине переходной зоны нахождение положения ВНК по данным ГИС осложняется, поскольку необходимо определять положение нижней и верхней границ переходной зоны и собственно ВНК.

Определение начального положения контактов путем опробования пластов в скважине проводится преимущественно в разведочных скважинах на стадии подготовки залежи к разработке. Чаще путем опробования проверяют правильность данных ГИС о положении контактов. В случаях, например, карбонатных трещинных коллекторов, когда методы промысловой геофизики недостаточно эффективны, опробование служит основным или даже единственным методом. Оно может проводиться в процессе бурения в необсаженных скважинах с помощью испытателей пластов на каротажном кабеле или через бурильные трубы со специальным пакерным устройством. Наиболее результативно поинтервальное опробование пластов в обсаженных скважинах.

Поверхности ВНК, ГНК и ГВК могут представлять собой плоскости, горизонтальные или наклонные, но могут иметь и более сложную форму, находясь на отдельных участках залежи выше или ниже среднего положения. Форма контакта зависит от величины напора и направления движения пластовых вод, неоднородности продуктивных пластов и других факторов.

По залежам в малоактивных водонапорных системах, приуроченным к относительно однородным пластам, поверхности ГВК, ГНК и ВНК обычно представляют собой горизонтальную плоскость.

При горизонтальном контакте на карте контур проводят по изогипсе, соответствующей гипсометрическому положению контакта или параллельно изогипсе с близким значением. *При горизонтальном контакте линия контура не может пересекать изогипсы* (рис. 5.15).

При значительном напоре подземных вод поверхность контакта может быть наклонена в сторону области разгрузки. Наклон может достигать 5 – 10 м и более на крупных залежах с обширными водонефтяными зонами.

При наклонном положении контакта, если диапазон изменения его абсолютных отметок больше принятого сечения изогипс, линии контуров пересекают изогипсы карт поверхностей пласта (рис. 5.16). В этом случае положение контуров определяется с помощью метода схождения.

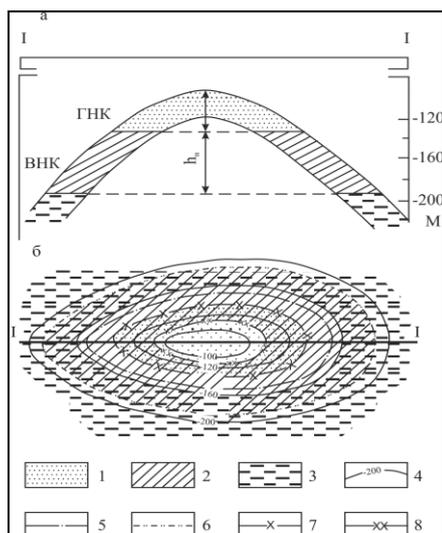


Рис. 5.15. Принципиальная схема сводовой залежи:

а – геологический разрез; б – структурная карта; 1 – газовая шапка; 2 – нефтяная часть залежи; 3 – водоносная часть залежи; 4 – изогипсы по кровле пласта; 5 – внутренний контур нефтеносности; 6 – внешний контур нефтеносности; 7 – внутренний контур газоносности; 8 – внешний контур газоносности

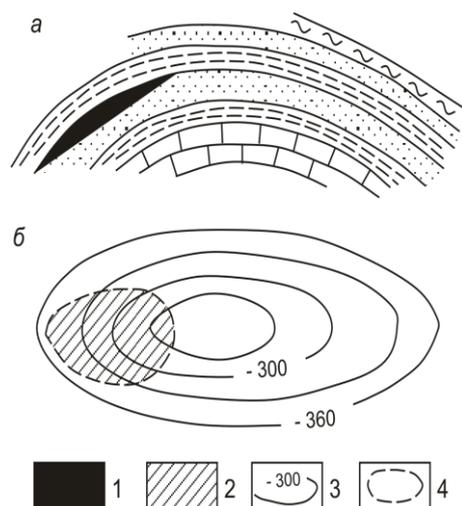


Рис. 5.16. Принципиальная схема нефтяной залежи с наклонным водонефтяным контактом:

а – геологический разрез; б – структурная карта; 1, 2 – нефть соответственно на разрезе и на карте; 3 – изогипсы, м; 4 – внешний контур нефтеносности

5.1.5.1. Внешний и внутренний контуры нефтегазоносности

Внешний и внутренний контуры нефтегазоносности являются важнейшими границами залежей УВ при их моделировании. Линии пересечения ВНК, ГВК или ГНК с поверхностями пласта-коллектора являются контурами нефтеносности (газоносности), ограничивающими по площади размеры залежи и ее зон с равным характером нефтегазоводонасыщения (рис. 5.17).

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

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

В процессе добычи нефти обычно происходит продвижение контуров нефтеносности. Одной из задач рациональной разработки является обеспечение равномерного продвижения этих контуров. При неравномерном продвижении контуров нефтеносности образуются языки обводнения, что может привести к появлению разрозненных целиков нефти (рис. 5.18), захваченных водой. Неравномерное продвижение контуров нефтеносности зависит от неоднородности пласта (особенно по его проницаемости), отбора жидкости из пласта без учета этой неоднородности и т. д.

При наличии подошвенных вод (граница нефтеносности проходит лишь по кровле пласта) задача заключается в том, чтобы при вскрытии пласта не пересечь водонефтяной контакт скважиной (забой скважины должен быть выше этого контакта) во избежание появления конусов обводнения уже в самом начале эксплуатации (рис. 5.19). По мере эксплуатации и подъема ВНК при наличии подошвенной воды обычно появляются конусы обводнения и борьба с ними весьма затруднена.

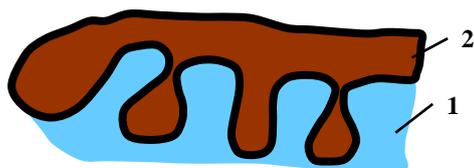


Рис. 5.18. Схема расположения языков обводнения и целиков нефти:
1 – языки обводнения; 2 – целики нефти

обводнения вообще не образуются.

Если продуктивный горизонт сложен прерывистыми, литологически изменчивыми пластами и его кровля (подошва) не совпадает на отдельных участках залежи с поверхностями продуктивных коллекторов, определение положения контуров по структурным картам недопустимо. Оно может привести к завышению площади нефтегазонасыщенности.

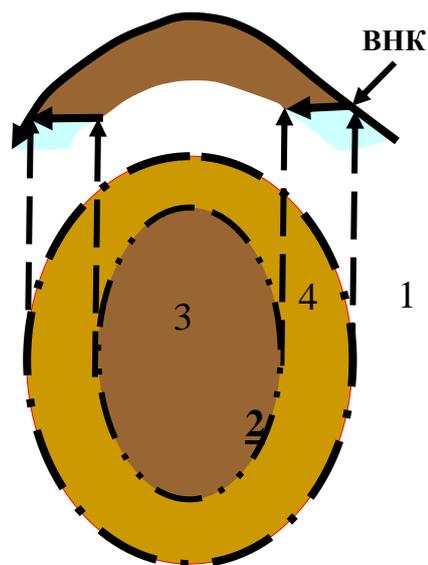


Рис. 5.17. Схема расположения контакта нефть-вода:

- 1 – внешний контур нефтеносности (по кровле пласта);
- 2 – внутренний контур нефтеносности (по подошве пласта);
- 3 – нефтяная зона;
- 4 – приконтурная зона (зона расположения «водоплавающей» нефти)

При наличии в пласте (особенно в его подошвенной части) глинистых прослоев борьба с конусами обводнения значительно облегчается путем цементирования забоев скважин. При наличии в подошвенной части пласта глинистых прослоев, конусы

Чтобы не допустить этого, положение контуров нужно определять по картам кровли поверхностей проницаемой части горизонта.

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

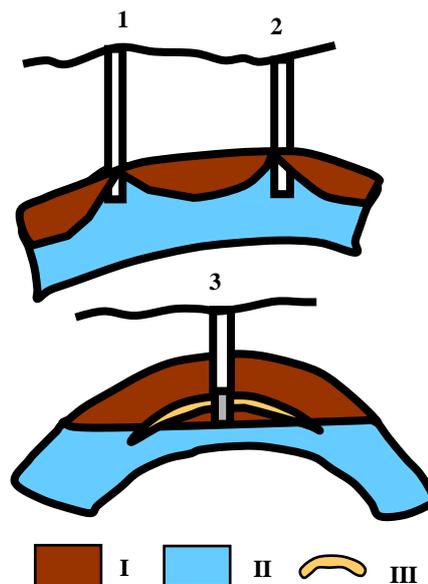
- повсеместно оконтуренные внешним контуром нефте- или газоносности;
- оконтуренные на разных участках внешним контуром и границей замещения (выклинивания) коллекторов;
- оконтуренные внешним контуром и линией дизъюнктивного нарушения.

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

Характер поверхностей, ограничивающих залежь, во многом определяет степень связи залежи с законтурной областью и ее энергетические возможности [20].

Контрольные вопросы к главе 5.1

1. Что понимается под природным резервуаром? Только ли породы коллекторы входят в его состав?
2. Какие группы входят в состав класса литологических залежей?
3. Какие месторождения называются однопластовыми, какие многопластовыми?
4. Как подразделяются месторождения по начальному фазовому состоянию и составу основных УВ соединений?
5. В чем заключается суть метода линейной интерполяции при построении структурных карт?
6. Как называется расстояние по вертикали от устья скважины до уровня моря?
7. Что такое внутренний и внешний контур нефтеносности?
8. Каким образом проводится граница при выклинивании пласта?



*Рис. 5.19. Схема расположения конусов обводнения при наличии подошвенных вод:
I – нефть; II – вода;
III – глинистый прослой
1, 2, 3 – скважины*

5.2. Изучение внутреннего строения залежей и свойств пород коллекторов

Внутренний объем залежей обычно характеризуется большой сложностью его строения. В нем принимают участие разные типы пород, из которых основными являются породы-коллекторы и неколлекторы. Их соотношение, взаиморасположение по объему залежи является первым показателем внутреннего строения, подлежащим изучению и моделированию. Другим не менее важным показателем внутреннего строения является изменчивость свойств пород-коллекторов. Оба эти показателя относят к разряду геологических неоднородностей.

5.2.1. Понятие и виды геологических границ

Геологические границы различаются по процедуре выделения. По геологической природе они могут быть литологическими, геофизическими, биостратиграфическими и т. д., т. е. по геологической природе может быть выделено столько границ, сколько свойств изучается в соответствии с заданным списком. Кроме того, границы различаются по мерности: двумерные (поверхность в объеме залежи), одномерные (линии на картах, схемах и геологических разрезах) и нуль-мерные (точки на разрезах скважин).

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

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

Дизъюнктивными являются естественные геологические границы, связанные с разрывом сплошности геологического пространства. Эти границы могут сочетаться с резкостными и условными (например, нарушенная резкостная или условная граница). Дизъюнктивные границы представляют собой тектонический контакт в виде поверхности, линии или точки. При переходе через такую границу свойства пород могут резко меняться, если в результате сильного смещения контактирующими через границу оказываются слои разного литологического состава.

Условные геологические границы не относятся к естественным, хотя они выделяются с учетом распределения свойств пород в пространстве. Условные границы представляют собой поверхности, линии или точки, на которых отдельные свойства из заданного списка принимают некоторые фиксированные значения. Такими значениями будут, например,

кондиционные значения пористости или проницаемости, которые разделяют нефтенасыщенные породы на продуктивные и непродуктивные коллекторы.

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

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

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

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

5.2.2. Расчленение продуктивной части разреза скважины

Расчленение продуктивной части разреза скважины – это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми

в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, нагнетательные и др.). Данные геофизических исследований увязываются с имеющимися геологическими данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна), с данными опробования интервалов на приток и с результатами исследования скважин гидродинамическими методами.

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

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности (рис 5.20).

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы – по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин, по минимальной гаммаактивности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на ка-

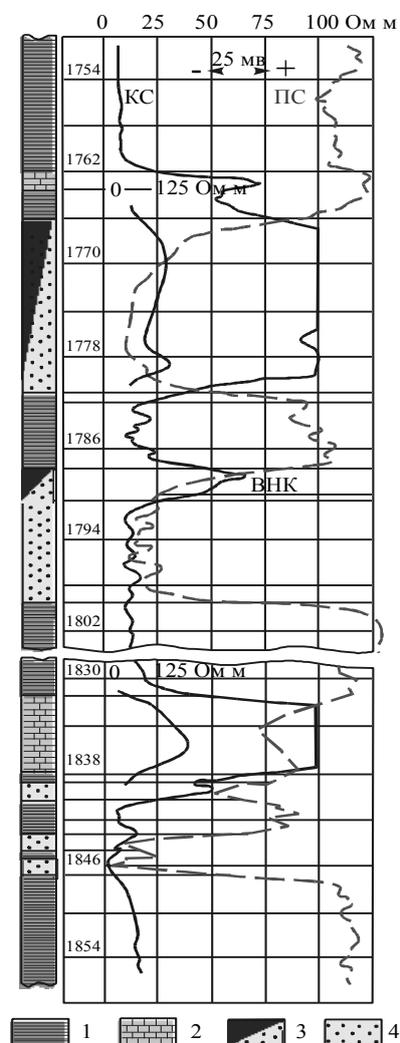


Рис. 5.20 Пример использования диаграммы стандартного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов:
1 – глина; 2 – известняк;
3 – песчаник нефтеносный; ВНК – водонефтяной контакт

вернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины.

Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные сопротивления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

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

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

Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации: электрометрия, нейтронный каротаж, результаты анализа керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и акустического каротажа и др.

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

Если разрез сложен часто чередующимися песчано-глинистыми и карбонатными породами, задача выделения коллекторов осложняется.

Глины на каротажных диаграммах характеризуются следующими признаками:

- на диаграммах КС и ИК против глин обычно регистрируются низкие значения кажущегося сопротивления, которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;
- на диаграммах ПС глинам отвечают положительные аномалии (кривая занимает правое положение);
- высокое значение гамма-излучения.

Песчаники характеризуются:

- широким диапазоном кажущегося сопротивления; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения КС, для водоносных – низкие;
- отрицательными аномалиями ПС, уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;
- уменьшением диаметра скважины из-за образования глинистой корки.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

- широким диапазоном изменения КС в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения, чем водонасыщенные;
- отрицательными аномалиями ПС, уменьшающимися при увеличении глинистости;
- низкими значениями гамма-излучения, возрастающими с увеличением глинистости;
- зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства.

Результаты расчленения геофизического разреза скважины и выделения пород коллекторов изображаются на каротажной диаграмме в левой ее стороне в виде литологической колонки.

На каротажной диаграмме каждой из скважин проводится вертикальная линия, соответствующая полученному **кондиционному значению α ПС**. Пласты, против которых линия ПС располагается левее линии **кондиционного предела α ПС**, относят к коллекторам.

При изучении разрезов скважин выделяют:

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

Кондиционными называют граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками.

Эти граничные значения называют также нижними пределами значений свойств продуктивных коллекторов.

Проведение границ между коллекторами и неколлекторами или между коллекторами разной продуктивности по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты, так как связи между различными свойствами пласта носят стохастический характер – фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров. Например, породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости могут различаться по значениям коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, коэффициента вытеснения и др. Пропластки с одинаковой проницаемостью или пористостью различаются по значениям удельных коэффициентов продуктивности. Нередки случаи, когда из пород, по граничным значениям проницаемости отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а из пород, по граничным значениям пористости отнесенных к коллекторам, притоков не получают.

Большинство исследователей пришло к выводу, что для определения границы между коллекторами и неколлекторами следует использовать геофизические показатели, отражающие совокупность сложно взаимодействующих свойств пород, или какой-то комплексный параметр, характеризующий емкостно-фильтрационные свойства породы одним числом. Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновать в каждой скважине для каждого пласта на основе комплексного использования данных лабораторного анализа керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин.

5.2.3. Детальная корреляция разрезов скважин

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

Под **детальной корреляцией** понимается сопоставление продуктивной части разрезов скважин в целях выделения одноименных пластов (прослоев) и прослеживания границ их залегания (стратиграфических, литологических, тектонических) по площади и построению в виде карт, профилей, схем и т. д. статической модели, отражающей строение продуктивной части разреза (продуктивного пласта).

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

Региональную корреляцию проводят в пределах региона или бассейна седиментации в целях стратиграфического расчленения разреза,

определения последовательности напластования литолого-стратиграфических комплексов, выявления несогласий в залегании пород. Ведущую роль при этом играет биостратиграфическая идентификация сопоставляемых отложений. Результаты региональной корреляции используют при решении поисковых задач и в качестве основы для общей корреляции.

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

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

При детальной корреляции основное место отводится хроностратиграфическим и лито-стратиграфическим признакам, определенным по промыслово-геофизическим данным с привлечением результатов исследования керна.

На основе детальной корреляции делаются все геологические построения, отображающие строение залежей нефти и газа. От правильного ее проведения во многом зависят обоснованность принимаемых технологических решений при разработке залежей нефти и газа, точность подсчета запасов, надежность прогноза конечной нефтеотдачи и др.

Основные положения, учитываемые при детальной корреляции скважин.

Основой детальной корреляции является выявление и *учет последовательности напластования пород*. Разрезы, сложенные осадочными образованиями, представляют собой чередование прослоев разного возраста и различного литолого-фациального состава.

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

При несогласном залегании пород последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, дизъюнктивных нарушений с нарушением сплошности пластов. Несогласное залегание проявляется в существенном различии углов наклона вышележащих и подстилающих слоев, выпадении из разреза отдельных прослоев, пластов, пачек или их частей.

Расположения границ между разновозрастными прослоями. Внутри интервалов разреза с согласным залеганием слоев при незначительном изменении толщин коррелируемых интервалов в разрезах скважин границы между разновозрастными прослоями примерно параллельны друг другу.

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

Преимущественная параллельность синхроничных границ свойственна большинству продуктивных горизонтов.

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

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

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

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

ническая поверхность пласта может быть принята в качестве реперной границы.

Детальной корреляции способствует учет ритмичности осадкообразования, приводящей к последовательной смене пород разного литологического состава. Ритмичность связана с колебательными движениями дна седиментационного бассейна – наступлением (трансгрессией) и отступлением (регрессией) береговой линии. Соответственно выделяются трансгрессивный и регрессивный циклы осадконакопления. Трансгрессивный цикл характеризуется увеличением грубозернистости пород вверх по разрезу, а регрессивный – уменьшением.

Методические приемы детальной корреляции скважин.

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

Детальную корреляцию начинают с **выделения реперов и реперных границ**, которые позволяют установить характер напластования пород в изучаемом разрезе.

Если в пределах продуктивного горизонта отмечено несогласное залегание слоев (что обычно фиксируется на стадии общей корреляции), то необходимо иметь реперы выше и ниже поверхности несогласия.

Для разреза осадочного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты в качестве реперов, обладающих надежной геолого-геофизической характеристикой, используются аргиллиты **нижнева-сюганской подсвиты, тогурской баженовской и алымской свит**. При корреляции отложений континентального генезиса в качестве реперов используют выдержанные угольные пласты. Они имеют четкую геофизическую характеристику, занимают определенное место в разрезе и поэтому служат надежными реперами. Формирование углей в эпохи максимального тектонического покоя, минимальной динамики водной среды и приуроченность их к наиболее выравненным участкам рельефа могут быть признаками изохронности этих частей разреза, что является определяющим при корреляции континентальных толщ.

По корреляционной значимости реперные пласты разделяют на категории. К I категории относят реперы, фиксируемые на каротажных диаграммах всех пробуренных скважин. Эти реперы – основные. Обычно они бывают известны по результатам общей корреляции. В пределах продуктивного горизонта или в непосредственной близости от его кров-

ли и подошвы обычно удается выделить не более одного-двух реперов I категории.

Ко II категории относят реперные пласты, которые хотя и повсеместно распространены, но из-за литолого-фациальной изменчивости выделяются по геофизическим данным менее уверенно. В комплексе с реперами I категории, а при их отсутствии – самостоятельно реперы II категории позволяют проводить корреляцию достаточно уверенно.

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

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

Проницаемым пластам-коллекторам, выделенным на опорном разрезе, присваиваются соответствующие индексы. Индексацию пластов в каждом районе производят исходя из сложившейся традиции.

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

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

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

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

Последовательное сопоставление выполняют путем построения корреляционной схемы. Обосновывается выбор линии корреляции

(привязки). В качестве этой линии принимают кровлю или подошву одного из наиболее надежных реперов I или II категории.

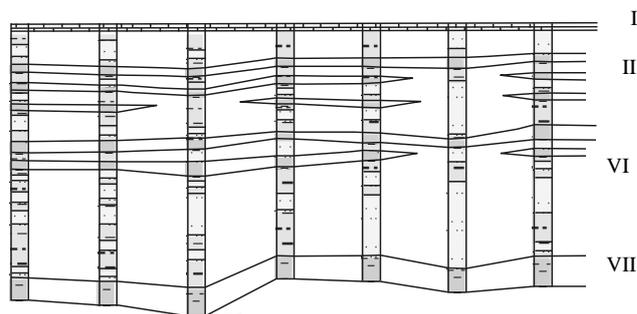


Рис. 5.21а. Прослеживание разновозрастных реперных границ:

1 – "верхний известняк", 2 – песчаники,
3 – глины, 4 – глинистые алевриты,
I – VII – реперы

Порядок построения корреляционных схем показан на рисунке 5.21 а, б. Во избежание громоздкости рисунка геофизические диаграммы заменены на их основе литологическими разрезами.

При согласном залегании пород продуктивного горизонта с выше- и нижележащими образованиями прямыми линиями показывают положение его верхней и нижней границ (рис. 5.21 а).

Только после того как на схеме проведены линии, показывающие положение разновозрастных (синхроничных) поверхностей и поверхностей несогласного залегания пород внутри продуктивного горизонта, можно приступать к прослеживанию границ проницаемых пластов и прослоев. Положение кровли и подошвы каждого из них показывают прямыми линиями, примерно параллельными ранее проведенным линиям разновозрастных (синхроничных) поверхностей. Причем линии кровли и подошвы проницаемых пластов не могут пересекать од-

После выбора линии привязки начинают построение корреляционной схемы.

На листе бумаги проводят горизонтальную линию привязки, перпендикулярно к которой на произвольных равных расстояниях наносят оси коррелируемых разрезов скважин. Вправо от осей вычерчивают в вертикальном масштабе 1:200 привязанные к линии корреляции наиболее информативные геофизические диаграммы сква-

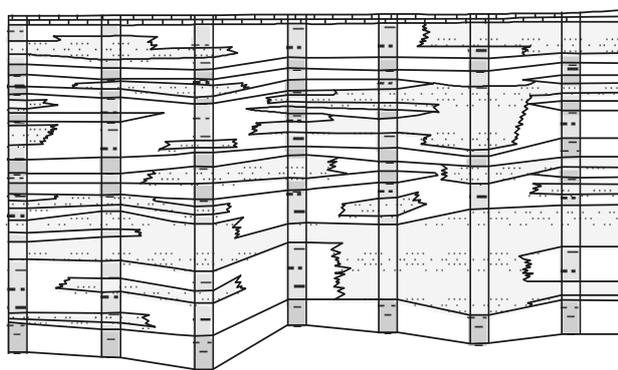


Рис. 5.21 б. Прослеживание разновозрастных реперных границ

1 – "верхний известняк", 2 – песчаники,
3 – глины, 4 – глинистые алевриты

новозрастные (синхроничные) поверхности или иметь наклон, существенно отличающийся от наклона последних (рис. 5.21 б).

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

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

5.2.4. Геологическая неоднородность нефтегазоносных пластов

Под **геологической неоднородностью** понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр – на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности – **макронеоднородность** и **микронеоднородность**.

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

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

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

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

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов – обычно в разном количестве на различных участках залежей – вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (га-

зовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины горизонта в целом.

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

Макронеоднородность отображается графическими построениями и количественными показателями.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 5.22) и схем детальной корреляции. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 5.23), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

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

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

$$\hat{E}_\delta = \left(\sum_{i=1}^N n_i \right) / N \quad (5.5)$$

где n_i – число прослоев коллекторов в i -й скважине; N – число скважин;

- *коэффициент песчанности*, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи:

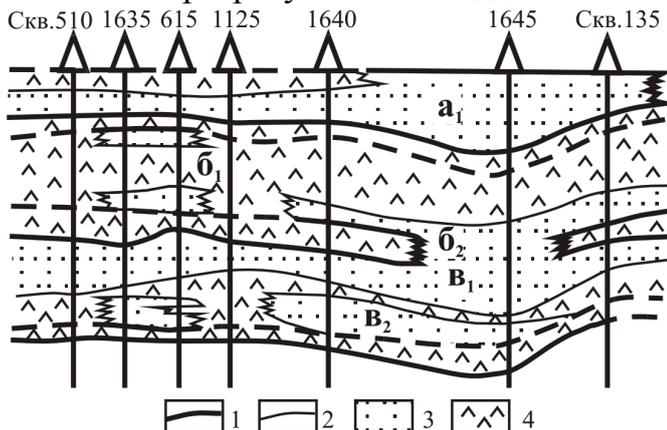


Рис. 5.22. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта.

Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослоя; 3 – коллектор; 4 – неколлектор;

$$\hat{e}_{\bar{i}\bar{n}} = \left[\sum_{i=1}^N (h_{y\delta} / h_{\bar{i}\bar{a}\bar{u}}) i / N \right], \quad (5.6)$$

где $h_{эф}$ – эффективная толщина пласта в скважине; N – число скважин;

- коэффициент литологической связанности, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов, $K_{св} = F_{св} / F_{к}$, где $F_{св}$ – суммарная площадь участков слияния; $F_{к}$ – площадь распространения коллекторов в пределах залежи;

- коэффициент распространения коллекторов на площади залежи, характеризующий степень прерывистости их залегания, $K_{расп} = F_{к} / F$, где $F_{к}$ – суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта;

- коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта, $K_{сл} = L_{кол} / \Pi$, где $L_{кол}$ – суммарная длина границ участков с распространением коллекторов; Π – периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

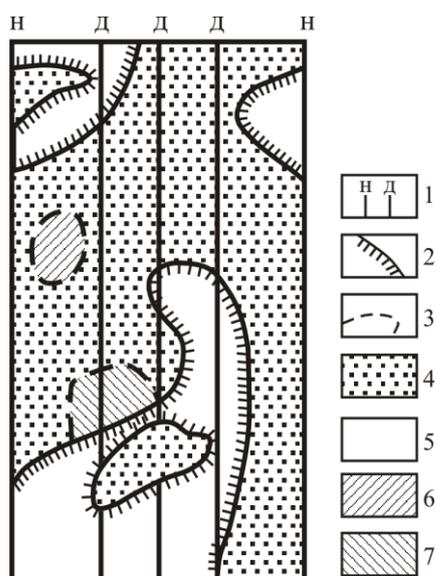


Рис. 5.23. Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательны, Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы зон слияния; участки: 4 – распространения коллекторов, 6 – слияния пласта с вышележащим пластом, 7 – слияния пласта с нижележащим пластом

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

$$\hat{E}_{\bar{n}\bar{i}\bar{e}} = F_{\bar{n}\bar{i}\bar{e}} / F_{\bar{e}};$$

$$\hat{E}_{\bar{i}\bar{e}} = F_{\bar{i}\bar{e}} / F_{\bar{e}};$$

$$\hat{E}_{\bar{e}} = F_{\bar{e}} / F_{\bar{e}},$$

где $K_{спл}$, $K_{пл}$, $K_{л}$, – соответственно коэффициенты сплошного распространения коллекторов, полулинз и линз; F – суммарная площадь зон распространения коллекторов; $F_{спл}$ – площадь зон сплошного распространения, т. е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон; $F_{пл}$ – площадь полулинз, т. е. зон, получающих одностороннее воздействие; $F_{л}$ – площадь линз, не испытывающих воздействия; $K_{спл} + K_{пл} + K_{л} = 1$.

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

- моделировать форму сложного

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

- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

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

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

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных величин, такие как *среднее квадратическое отклонение*, *коэффициент вариации*, *среднее абсолютное отклоне-*

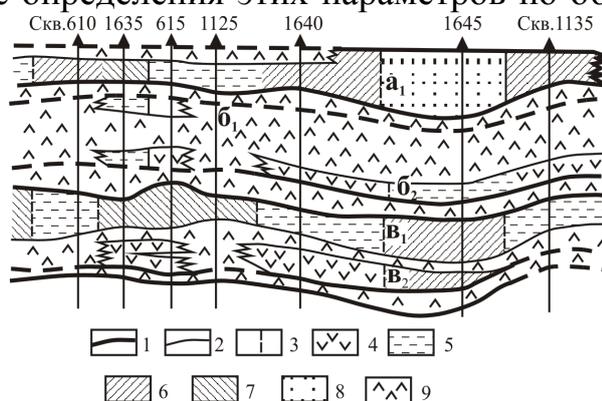


Рис. 5.24. Отображение макро- и микро-неоднородностей на геологическом разрезе.

Кровля и подошва: 1 – пласта;
 2 – прослоя; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм^2 : 4 – $< 0,01$; 5 – $0,01-0,05$, 6 – $0,05-0,1$; 7 – $0,1-0,4$; 8 – $> 0,04$;
 9 – непроницаемые породы;
 а-в – индексы пластов

ние, вероятное отклонение, энтропия.

Графически микронеоднородность отображают на детальных профилях и картах, характеризующих и макронеоднородность.

На рисунке 5.24 показано распределение проницаемости по толщине и по линии профиля (на примере фрагмента горизонта XIII месторождения Узень). В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной серией скважин.

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

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

На рисунке 5.25 приведен фрагмент карты для одного из пластов, на которой показано распространение коллекторов с разной продуктивностью. Из карты следует, что по периферии залежи пласт в основном сложен среднепродуктивными породами, в центре располагается зона высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

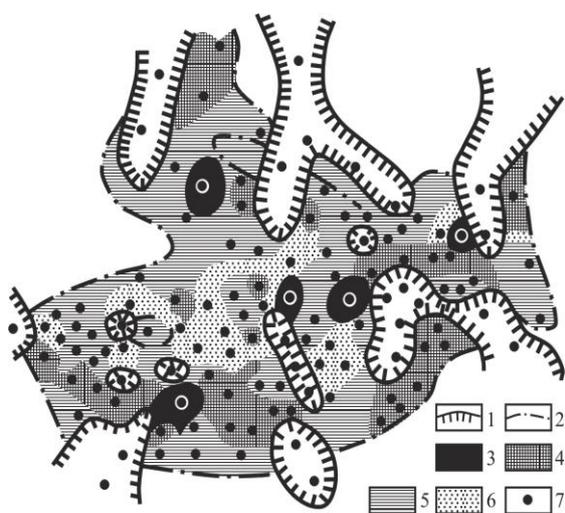


Рис. 5.25 Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности:

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

высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

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

Изучение микронеоднородности позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки ха-

рактер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

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

5.2.5. Емкостные свойства пород-коллекторов

Коллектором называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве. Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой.

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

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

Соответственно емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая складывается из объема пор, трещин и каверн.

$$V_{\text{порода}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещин}} + V_{\text{каверн}} \quad (5.7)$$

По времени образования выделяются **первичные** пустоты и **вторичные**. Первичные пустоты формируются в процессе седиментогенеза и диагенеза, то есть одновременно с образованием самой осадочной породы, а вторичные образуются в уже сформировавшихся породах.

Первичная пустотность присуща всем без исключения осадочным породам, в которых встречаются скопления нефти и газа – это прежде всего межзерновые поры, пространства между крупными остатками раковин и т. п.

К **вторичным пустотам** относятся поры каверны и трещины, образовавшиеся в процессе доломитизации известняков и выщелачивания породы циркулирующими водами, а также трещины, возникшие в результате тектонических движений.

Пористость и строение порового пространства. Выделяют *полную*, которую часто называют общей или абсолютной, *открытую*, *эффективную* и *динамическую* пористость.

Полная пористость включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом.

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом

том пористости, который измеряется в долях или процентах от объема породы.

Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему:

$$k_i = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{видим}}} \times 100\% \quad (5.8)$$

$$k_i = (V_{\text{зер}} - V_{\text{зак}}) / V_{\text{вид}} \quad (5.9)$$

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

Величина коэффициента полной пористости у различных пород колеблется в весьма широких пределах. Так, у песков величина коэффициента пористости составляет от 6 до 52 %, известняков и доломитов – от 0,65 до 33 %, у песчаников – от 13 до 29 %, а у магматических пород – от 0,05 до 1,25 %.

Величина коэффициента полной пористости не в достаточной мере характеризует коллекторские свойства горных пород. Часть пор является закрытыми, т. е. изолированными друг от друга, что делает невозможной миграцию через них нефти, газа и воды. Поэтому наряду с коэффициентом полной пористости используют также **коэффициенты открытой и эффективной пористости**.

Открытая пористость образуется сообщающимися порами. **Коэффициентом открытой пористости** называется отношение объема открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца:

$$k_i = \frac{\sum V_{\text{открыт. пор}}}{V_{\text{видим}}} \times 100\% \quad (5.10)$$

Коэффициент открытой пористости определяется как по образцам в лаборатории, так и по данным геофизических исследований скважин.

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

Эффективная пористость учитывает часть объема связанных между собой пор, насыщенных нефтью. **Коэффициент эффективной пористости** – это относительный объем пор, по которым возможно движение заполняющих их жидкостей и газов:

$$k_{\text{эф}} = \frac{\sum V_{\text{эф. пор}}}{V_{\text{видим}}} \times 100\% \quad (5.11)$$

Динамическая пористость учитывает тот объем нефти, который будет перемещаться в процессе разработки залежи.

Наиболее однозначно и с достаточно высокой точностью определяется объем связанных между собой пор, поэтому в практике обычно используется открытая пористость.

Гранулометрический состав горной породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной крупности. От гранулометрического состава зависят *коллекторские свойства пласта*: пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды.

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

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

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

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1 – 2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Микрокавернозная пустотность может быть определена как по образцам пород, так и по данным геофизических нейтронных методов. Макрокавернозная пустотность не может быть в достаточной мере отражена образцами и потому оценивается по геофизическим данным.

Трещиноватость. Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) – и к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

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

Исследованиями Е.М.Смехова и др. установлено, что интенсивность трещиноватости и раскрытость трещин зависит от литологическо-

го состава пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно выше, чем терригенных.

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

Макротрещиноватость в основном свойственна карбонатным коллекторам.

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

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

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

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

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

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

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

Из числа коллекторов с одним из видов пустотности наиболее широко распространены поровые терригенные коллекторы - на многочисленных месторождениях земного шара, в том числе и в России (Волго-Урал, Западная Сибирь, Северный Кавказ и др. районы).

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются весьма редко.

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

Коллекторы смешанного типа, наиболее свойственные карбонатным породам, характерны для месторождений Прикаспийской низмен-

ности, Тимано-Печорской провинции, Волго-Урала, Белоруссии и других районов.

5.2.6. Фильтрационные свойства пород-коллекторов.

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

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

Проницаемость горных пород в случае линейной фильтрации определяется по закону Дарси, согласно которому объемный расход жидкости, проходящей сквозь породу, при ламинарном движении прямо пропорционален коэффициенту проницаемости, площади поперечного сечения этой породы, перепаду давления и обратно пропорционален вязкости жидкости и длине пройденного пути:

$$Q = k_{\text{пр}} \frac{F(P_1 - P_2)}{\mu L}, \quad (5.12)$$

где Q – объемный расход жидкости в $\text{м}^3/\text{с}$; $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости в м^2 ; F – площадь поперечного сечения в м^2 ; μ – вязкость флюида в $\text{Па}\cdot\text{с}$; L – длина пути в см ; $(P_1 - P_2)$ – перепад давления в Па .

При разработке нефтяных и газовых месторождений в пористой среде одновременно движутся нефть, газ и вода или их смеси. В связи с этим проницаемость одной и той же пористой среды для одной фазы (жидкости или газа) будет изменяться в зависимости от соотношения компонентов смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия *абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной* проницаемости.

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

Абсолютная проницаемость зависит только от физических свойств породы.

Эффективной (фазовая) называется проницаемость $k_{пр.эф.}$ пород для данных жидкости или газа при движении в пустотном пространстве многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз, от их соотношения между собой и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью называется отношение эффективной проницаемости к абсолютной проницаемости.

Наибольшей, приближающейся по значению к абсолютной, проницаемость пород бывает в тех случаях, когда по порам движется чистая нефть. В тех случаях, когда по порам движутся и нефть, и газ в отдельности (две фазы), эффективная проницаемость для нефти, или, как ее еще называют, фазовая проницаемость, начинает уменьшаться. Когда же по порам породы движутся три фазы – нефть, газ, вода, – эффективная (фазовая) проницаемость для нефти еще более уменьшается.

5.2.7 Нефте-, газо-, водонасыщенность пород-коллекторов

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенах пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для нефтегазопромысловой геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Определение коэффициентов нефте-, газо-, водонасыщенности занимает большое место в промысловой геологии.

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

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

Иногда K_v , K_z , K_k выражают в процентах от объема открытого пустотного пространства.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

- для нефтенасыщенного коллектора

$$\hat{E}_i + \hat{E}_a = 1; \quad (5.13)$$

- для газонасыщенного коллектора

$$\hat{E}_a + \hat{E}_a = 1; \quad (5.14)$$

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

$$\hat{E}_a + \hat{E}_i + \hat{E}_a = 1 \quad (5.15)$$

Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С.Л. Закса. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадая в холодильник, где и конденсируется. Так как вода тяжелее применяемых углеводородных растворителей, то она накапливается в нижней части градуированной ловушки. Быстро и просто количество связанной воды определяется методом центрифугирования. Образец, полностью насыщенный водой, помещают в центрифугу, в которой под действием центробежных сил вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Поэтому по мере увеличения частоты вращения ротора центрифуги вода вытесняется сначала из более крупных пустот, в которых силы слабее, а затем из все более и более мелких.

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

$$P_i = \rho_{ii} / \rho_{ai}, \quad (5.16)$$

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

Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности. Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказыва-

ют большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей.

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

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

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

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

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

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

Контрольные вопросы к главе 5.2

1. Что такое расчленение продуктивной части разреза скважины?
2. Что такое корреляция и ее виды?
3. Что такое репер?
4. Для чего строится опорный разрез?
5. Какими признаками характеризуются глины на каротажных диаграммах?

6. Что такое кондиционный предел?
7. Что используют в качестве реперов в разрезе осадочного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты?
8. Что понимают под геологической неоднородностью?
9. Какими численными показателями оценивается геологическая неоднородность?
10. Как графически можно изобразить макронеоднородность?
11. Какое влияние оказывает трещиноватость на фильтрационные и емкостные свойства пород-коллекторов?
12. Какими значениями пористости и проницаемости характеризуются породы-коллекторы в природных условиях?
13. Что относят к вторичным пустотам?
14. От чего зависит проницаемость горных пород?
15. Что называют простым геологическим телом?
16. Какие породы относят к гидрофобным?
17. Что такое коэффициент нефтенасыщенности?

5.3. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа

Все залежи углеводородов обладают большим или меньшим запасом различных видов энергии для перемещения нефти и газа к забоям скважин. Потенциальные возможности залежей в этом плане зависят от разновидностей природных режимов залежей. В проявлении режимов большое место занимают значение начального пластового давления и поведение давления в процессе разработки.

Различают два вида давления в земной коре – **горное** и **гидростатическое**.

Горное давление – создается суммарным действием на породы геостатического и геотектонического давления.

Геостатическим называется давление вышележащих горных пород (от поверхности земли до точки замера).

Геотектоническое давление – отражение напряжений, создаваемых в земной коре различными непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами. Его величина и вектор в каждой точке не поддаются замеру.

Горное давление $P_{гор}$ – давление в жестком каркасе пород, их матрице, оно передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство пород.

5.3.1. Начальное пластовое давление

Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом.

Под пластовым понимают давление, при котором в продуктивном пласте нефть, газ, вода, а в водоносном – вода находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление.

Аналогичный процесс – поступление в скважину нефти, газа – протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт-скважина:

$$P_{ге} = h \cdot \rho \cdot g, \quad (5.17)$$

где h – высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м; ρ – плотность жидкости в скважине, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

При практических расчетах формулу используют в следующем виде:

$$P_{\text{ис}} = h \cdot \rho / \tilde{n}, \quad (5.18)$$

где \tilde{n} – коэффициент, равный 102 при измерении давления в МПа.

Устанавливаемый в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называют *пьезометрическим уровнем*. Его положение фиксируют расстоянием от устья скважины или величиной абсолютной отметки.

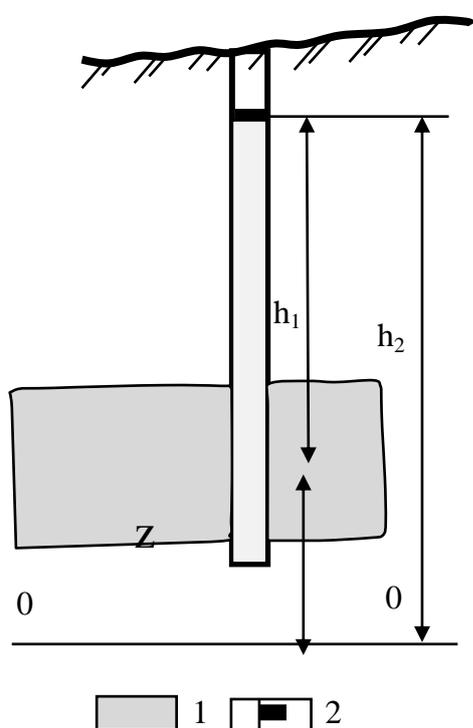


Рис. 5.26 Пьезометрическая высота и напор в скважине: 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический уровень в скважине; 0 – 0 – условная плоскость; h_1 – пьезометрическая высота; h_2 – пьезометрический напор; z – расстояние от середины пласта до условной плоскости

абсолютного пластового давления к приведенному (и наоборот):

$$P_{\text{ис.пр}} = P_{\text{ис.аб}} + z\rho/102 = (h_1 + z)\rho/102 \quad (5.19)$$

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют *пьезометрической поверхностью*.

Высоту столба жидкости h в зависимости от решаемой задачи обычно определяют как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта коллектора – такой столб жидкости h_1 называют *пьезометрической высотой* (рис. 5.26) – или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости – этот столб жидкости высотой $h_2 = h_1 + z$, где z – расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют *пьезометрическим напором*.

Величину давления, соответствующую пьезометрической высоте, называют *абсолютным пластовым давлением* ($P_{\text{пл.аб}}$); величину давления, соответствующую пьезометрическому напору, – *приведенным пластовым давлением* ($P_{\text{пл.пр}}$), зная расстояние z и плотность жидкости в скважине ρ , при необходимости всегда можно перейти от абсо-

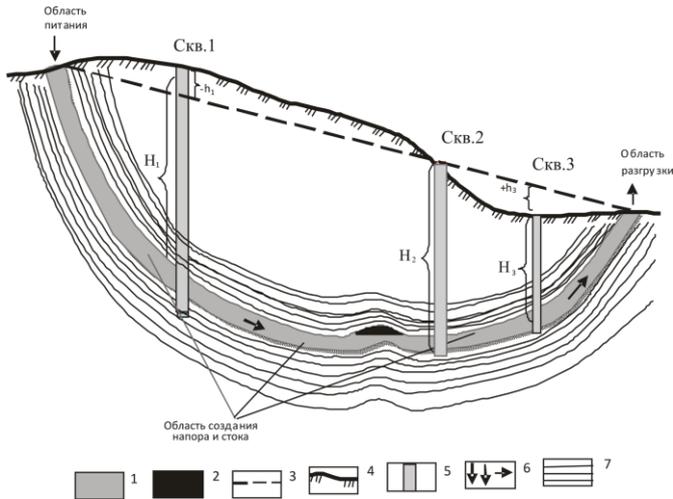


Рис. 5.27 Схема инфильтрационной водонапорной системы:

1 – водонасыщенный пласт-коллектор; 2 – залежь нефти; 3 – пьезометрическая поверхность; 4 – земная поверхность; 5 – скважина со столбом пластовой воды, 6 – направление движения жидкости; 7 – водоупорные породы

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности. В скважинах с устьями выше пьезометрической поверхности (рис. 5.27, скв1) абсолютное пластовое давление можно

определить, зная глубину скв. H_1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня от устья скважины h_1 , а также плотность воды ρ_v (она обычно больше 1 вследствие того, что пластовые воды минерализованы):

$$P_{\text{ie}1} = [(H_1 - h_1) / 102] \rho_a \quad (5.20)$$

В скважинах с устьями, совпадающими с пьезометрической поверхностью (рис. 5.27, скв2):

$$P_{\text{ie}2} = H_2 \rho_a / 102 \quad (5.21)$$

Скважины с устьями ниже пьезометрической поверхности (рис. 5.27, скв 3) будут фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_v на их герметизированных устьях:

$$P_{\text{ie}3} = [(H_3 \cdot \rho_a / 102)] + p_v, \quad (5.22)$$

где $p_v = h_3 \rho_v / 102$; h_3 – превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

Для характеристики изменения пластового давления в водонапорных системах и залежах пользуются вертикальным градиентом пластового давления $\text{grad } p$, отражающим величину изменения $P_{\text{пл}}$ на 1 м глубины скважины:

$$\text{grad} \cdot p = P_{\text{ie}} / H \quad (5.23)$$

Из рисунка видно, что на величину $\text{grad } p$ в различных скважинах

заметное влияние оказывает разность абсолютных отметок пьезометрической поверхности и устьев скважин. В скважинах, устья которых находятся выше пьезометрической поверхности, значения $\text{grad } p$ меньше, а в скважинах, устья которых находятся ниже этой поверхности, значения $\text{grad } p$ больше по сравнению с его значениями в скважинах, устья которых совпадают с пьезометрической поверхностью. Градиент пластового давления имеет значения от 0,008 до 0,025 МПа/м и иногда более. Его величина зависит от характера водонапорной системы, взаимного расположения поверхности земли и пьезометрической поверхности.

Каждая залежь УВ имеет некоторое природное пластовое давление. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается, соответственно, различают *начальное (статическое)* и *текущее (динамическое)* пластовое давление.

Начальное (статическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т. е. до начала извлечения из него жидкостей или газа.

Начальное пластовое давление в значительной мере определяет природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, также обуславливает определение рациональных условий разработки.

Значение начального пластового давления залежи необходимо учитывать при оценке по керну значений пористости и проницаемости пластов в их естественном залегании. Указанные параметры, определенные по керну в поверхностных условиях, могут быть существенно завышены, что приведет к неправильному определению емкости резервуара и запасов УВ.

Знание значения начального пластового давления залежей и всех вышележащих пластов-коллекторов необходимо при обосновании технологии бурения и конструкции скважин. При этом следует исходить из двух основных требований: обеспечения нормальной проходки ствола скважины (без поглощений промывочной жидкости, выбросов, обвалов, прихватов труб) и повышения степени совершенства вскрытия пластов (минимального "загрязнения" продуктивных пластов промывочной жидкостью), т. е. предотвращения снижения производительности пласта по сравнению с его природными возможностями.

Значение начального пластового давления в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

Природа пластового давления в залежи в значительной мере предопределяет изменение пластового давления в процессе разработки. Соответствие пластового давления гидростатическому может служить по-

казателем приуроченности залежи к инфильтрационной водонапорной системе. В этих условиях можно ожидать, что в процессе разработки залежи пластовое давление будет снижаться относительно замедленно. СГПД свидетельствует о замкнутости элизионной водонапорной системы. Снижение пластового давления в залежах с СГПД происходит быстрее, темпы его падения возрастают с уменьшением размеров водонапорных систем. Таким образом, по значению начального пластового давления можно прогнозировать закономерности падения пластового давления в залежи при ее разработке, что позволяет обоснованно решать вопросы о целесообразности применения методов искусственного воздействия на пласты и о времени начала воздействия.

При составлении первого проектного документа на разработку значение начального пластового давления используют для определения уровней добычи в начальный период разработки залежи.

Природной водонапорной системой называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения подземных вод, т. е. единым генезисом напора.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента:

- **область питания** – зоны, в которых в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды;
- **область стока** – основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод;
- **область разгрузки** – части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах (например, связанные с дизъюнктивным нарушением), в которых происходит разгрузка подземных вод.

Природные водонапорные системы подразделяют на **инфильтрационные и элизионные** (рис. 5.28), различающиеся взаимным расположением указанных зон, условиями создания и значениями напора. Залежи УВ, приуроченные к водонапорным системам указанных видов, обычно обладают различными по величине значениями начального пластового давления при одинаковой глубине залегания продуктивных пластов.

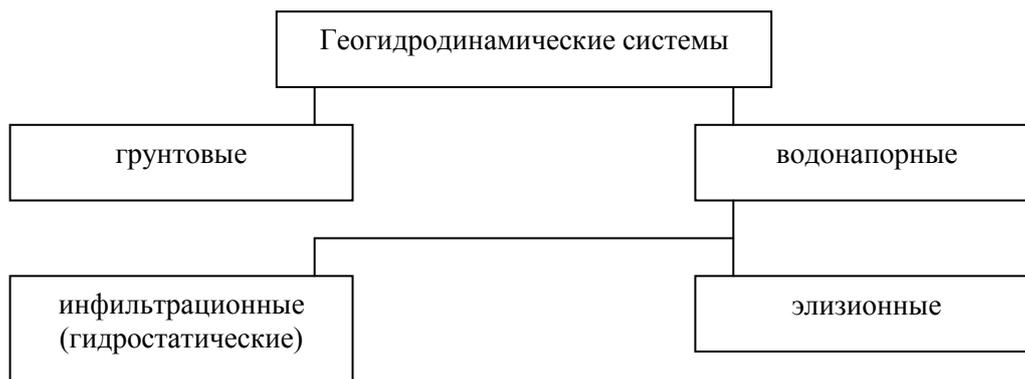


Рис. 5.28. Классификация геогидродинамических систем

В зависимости от степени соответствия начального пластового давления глубине залегания пластов-коллекторов выделяют две группы залежей УВ:

- залежи с начальным пластовым давлением, *соответствующим гидростатическому давлению;*
- залежи с начальным пластовым давлением, *отличающимся от гидростатического.*

В геолого-промысловой практике принято называть залежи первого вида залежами с **нормальным пластовым давлением**, второго вида – залежами с **аномальным пластовым давлением**. Подобное разделение следует считать условным, так как любое значение начального пластового давления связано с геологическими особенностями района и для рассматриваемых геологических условий является нормальным.

5.3.2 Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому

Гидростатическим пластовым давлением (ГПД) называют давление в пласте-коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

В водоносном пласте начальное пластовое давление считают равным гидростатическому, когда соответствующая ему пьезометрическая высота в каждой его точке примерно соответствует глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для инфильтрационных водонапорных систем и приуроченных к ним залежей.

Инфильтрационную систему отличают следующие особенности:

- она является "открытой", т. е. сообщается с земной поверхностью в областях как разгрузки, так и питания;

- область питания системы расположена гипсометрически выше области разгрузки;
- природный резервуар пополняется атмосферными и поверхностными водами;
- движение жидкости в пласте-коллекторе происходит в основном в соответствии с влиянием гравитационных сил в сторону регионального погружения пластов.
- пьезометрическая поверхность системы (с плотностью пресной воды -1 г/см^3) представляется в виде наклонной плоскости, соединяющей области питания и разгрузки;
- начальное пластовое давление возрастает практически пропорционально увеличению глубины залегания водоносных пластов.
- значение начального пластового давления ниже значений геостатического, т. е. давления на пласт массы вышележащей толщи пород.
- наиболее характерна для древних платформ.

За пределами залежей нефти и газа, т. е. в основной по площади водоносной части инфильтрационных систем, значение вертикального градиента пластового давления обычно не выходит за пределы $0,008 - 0,013 \text{ МПа/м}$ и в среднем составляет около $0,01 \text{ МПа/м}$. Редкие исключения могут быть обусловлены весьма резким различием абсолютных отметок устьев скважин и пьезометрической поверхности.

В пределах нефтегазовых залежей значения начального пластового давления и статических уровней превышают значения этих показателей в водоносной части пласта при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина превышения зависит от степени различий плотности пластовой воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали от рассматриваемых точек залежи до ВНК.

Разницу между пластовым давлением и гидростатическим (при $p_v = 1$) на одной абсолютной отметке пласта принято называть **избыточным пластовым давлением** $P_{\text{изб}}$.

В инфильтрационных системах вертикальный градиент пластового давления залежей нефти и газа, даже с учетом избыточного давления, обычно не выходит за указанные пределы $0,008 - 0,013 \text{ МПа/м}$. Верхний предел обычен для газовых залежей большой высоты. Иногда в свободной части газовой залежи, приуроченной к инфильтрационной системе, значение градиента может выходить за названный предел. Повышенное пластовое давление в сводовых частях залежей инфильтрационных водонапорных систем не следует смешивать со сверхгидростатическим давлением.

О соответствии или несоответствии пластового давления гидроста-

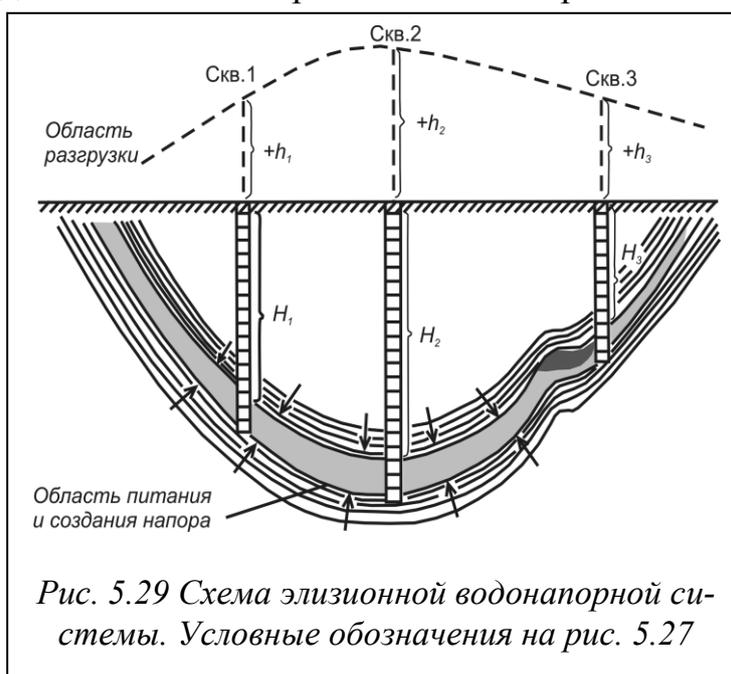
тическому (т. е. глубине залегания пласта) следует судить по значению давления в водоносной части пласта непосредственно у границ залежи или, если замеров давления здесь нет, по значению давления, замеренного в пределах залежи и приведенного к горизонтальной плоскости, соответствующей средней отметке ВНК или ГВК.

5.3.3 Залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического

Начальное пластовое давление в водоносных пластах, а также на ВНК и ГВК залежей, вертикальный градиент которого выходит за пределы значений этого показателя, характерных для пластового давления, соответствующего гидростатическому, называется давлением, отличающимся от гидростатического. При $\text{grad}p > 0,013$ пластовое давление обычно считают **сверхгидростатическим (СГПД)** при $\text{grad}p < 0,008$ – меньшим гидростатического (МГПД).

Наличие в пластах-коллекторах СГПД можно объяснить тем, что на определенном этапе геологической истории резервуар получает повышенное количество жидкости в связи с превышением скорости ее поступления над скоростью оттока. Сверхгидростатическое пластовое давление характерно для **элизионных** водонапорных систем.

В таких системах (рис. 5.29) напор создается за счет выжимания вод из вмещающих пласты-коллекторы уплотняющихся осадков и пород и частично за счет уплотнения самого коллектора под влиянием геостатического давле-



ния, 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 пласта-коллектора. Отсюда вода, поступившая в нее, перемещается в направлении восстания пласта к областям разгрузки, когда имеется связь пласта-коллектора с земной поверхностью или к гра-

ницам распространения пласта-коллектора, если такой связи нет. В первом случае принято называть элизионные системы полузакрытыми, во втором – закрытыми. Вместе с водами, выжимаемыми из породы-коллектора, последним передается часть геостатического давления. При этом пластовое давление повышается по сравнению с нормальным гидростатическим $P_{пл.г}$ на величину $p_{доп}$.

$$P_{ге} = P_{ге.а} + p_{доп}, \quad (5.24)$$

где

$$p_{доп} = V_{доп} / \beta_a V_a \quad (5.25)$$

$V_{доп}$ – превышение количества поступающей в пласт-коллектор воды над количеством ее, удаляющимся в область разгрузки; β_a – коэффициент сжимаемости воды; V_a – общий объем воды в пласте-коллекторе.

С увеличением закрытости водонапорной системы и объемов выжимаемой в нее воды $p_{доп}$ возрастает и СГПД, приближается по величине к геостатическому давлению. СГПД наиболее характерно для пластов, залегающих на больших глубинах между мощными толщами глинистых пород, в межсолевых и подсолевых отложениях.

Образование СГПД связывают также с уплотнением пород-коллекторов в результате цементации, с освобождением дополнительного объема воды при переходе монтмориллонита в иллит, с тепловым расширением воды и другими процессами, протекающими в недрах земли. СГПД, являющееся следствием тектонических напряжений, может быть свойственно пластам-коллекторам в пределах локальных тектонических СГПД или даже отдельных тектонических блоков.

СГПД характерно для районов с повышенной неотектонической активностью и соответственно с высокой скоростью осадкообразования – для Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии, Предкарпатья. В этих районах СГПД встречается и на малых глубинах. Градиент СГПД может достигать 0,017 – 0,025 МПа/м и более.

В пределах элизионных водонапорных систем давление в гипсометрически высоких частях залежей нефти и газа так же, как и в пределах инфильтрационных систем, несколько повышено за счет избыточного давления.

Пластовое давление, меньшее гидростатического, т. е. с вертикальным градиентом менее 0,008 МПа/м встречается относительно редко. Наличие в пластах-коллекторах МГПД может быть объяснено тем, что на определенном этапе геологической истории создавались условия, приводящие к дефициту пластовой воды в резервуаре. Одним из таких условий может быть увеличение пористости, например, при выщелачи-

вании или перекристаллизации пород. Возможно также уменьшение объема жидкости, насыщающей пустотное пространство, например вследствие снижения температуры пластов-коллекторов в результате их перемещения при тектонических движениях на меньшие глубины.

5.3.4 Температура в недрах нефтяных и газовых месторождений

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой. Продуктивные пласты имеют природную (начальную) температуру, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Начальная температура продуктивных пластов оказывает большое влияние на фазовое состояние УВ в пластовых условиях, на вязкость пластовых жидкостей и газов и, следовательно, на условия их фильтрации. В процессе разработки залежей природные термические условия могут претерпевать устойчивые или временные изменения в связи с нагнетанием в больших объемах в пласты различных агентов, имеющих температуру, большую или меньшую начальной пластовой.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и не закрепленными ими. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20 – 25 сут для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. 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 скважинах замеры температуры производят после подъема насоса; эти замеры оказываются надежными лишь для интервала глубин залегания продуктивного (эксплуатационного) пласта. Для получения надежных температурных данных в других интервалах пласта скважину необходимо заполнить глинистым раствором и остановить на более или менее длительный срок (иногда на 20 сут). Для этой цели удобнее использовать бездействующие или временно законсервированные эксплуатационные скважины. При замерах температуры следует учитывать проявления газа и связанное с этим возможное понижение естественной температуры.

Данные замеров температур могут быть использованы для определения **геотермической ступени и геотермического градиента.**

Геотермическая ступень – это расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°C и определяют её по формуле:

$$G = \frac{H - h}{T - t}, \quad (5.26)$$

где G – геотермическая ступень, $\text{м}/^\circ\text{C}$;

H – глубина места замера температуры, м;

h – глубина слоя с постоянной температурой, м;

T – температура на глубине $^\circ\text{C}$;

t – средняя годовая температура воздуха на поверхности, $^\circ\text{C}$.

Природная геотермическая характеристика месторождения служит фоном для выявления всех проявляющихся при разработке вторичных аномалий температуры. Процесс изучения природного теплового режима месторождения включает температурные измерения в скважинах, построение геотерм и геотермических разрезов скважин, определение значений геотермического градиента и геотермической ступени, определение температуры в кровле продуктивных пластов, построение геолого-геотермических профилей и геотермических карт.

Для получения природной геотермической характеристики температурные замеры должны проводиться до начала или в самом начале разработки залежей по возможно большему числу скважин, равномерно размещенных по площади.

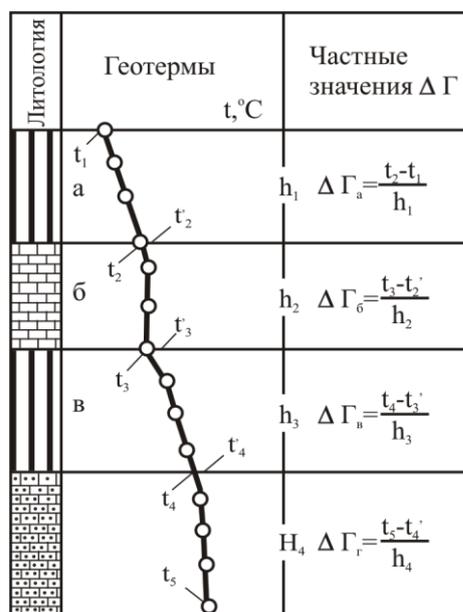


Рис. 5.30. Геолого-геотермический разрез скважины (по В.А. Луткову):
а, б, в – литолого-стратиграфические пакеты пород

Сверху вниз по стволу скважины высокоточным электрическим, самопишущим и другими приборами, а также максимальным ртутным термометром проводят измерение температуры с определенным шагом, равным единицам метров в продуктивных интервалах разреза и десяткам метров в остальной его части.

По данным температурных исследований строят термограмму, т. е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Такие термограммы называют геотермами Γ_0 . Сочетание геотермы с литолого-стратиграфической колонкой скважины представляет собой геолого-геотермический разрез скважины (рис.5.30). На геотерме обычно выделя-

ются прямолинейные участки с разными углами наклона, отвечающие геолого-стратиграфическим пачкам с неодинаковой теплопроводностью пород.

С помощью геолого-геотермического разреза скважины определяют значения геотермического градиента – частные и среднее взвешенное. **Геотермический градиент ΔT характеризует изменение температуры при изменении глубины на 100м.** Величина геотермического градиента (Γ) равна

$$\tilde{A} = \frac{(\dot{O} - t)100}{H - h}, \quad (5.27)$$

следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением

$$\Gamma = \frac{100}{G}. \quad (5.28)$$

Наиболее полная температурная характеристика геологического разреза месторождения в целом или его определенной части может быть получена с помощью серии геолого-геотермических профилей (рис 5.31).

Изменение температуры продуктивного пласта по площади хорошо иллюстрируется геотермической картой (картой изотерм) по кровле пласта.

Величина геотермического градиента возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналиных. Таким образом, антиклинали являются зонами повышенной температуры, а синклинали – зонами пониженной температуры.

Для верхних слоев земной коры (10 – 20 км) величина геотермической ступени в среднем равна 33 м/°С и колеблется в значительных пределах для различных участков земного шара. Как уже отмечалось, физическое состояние и свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ) резко меняются с

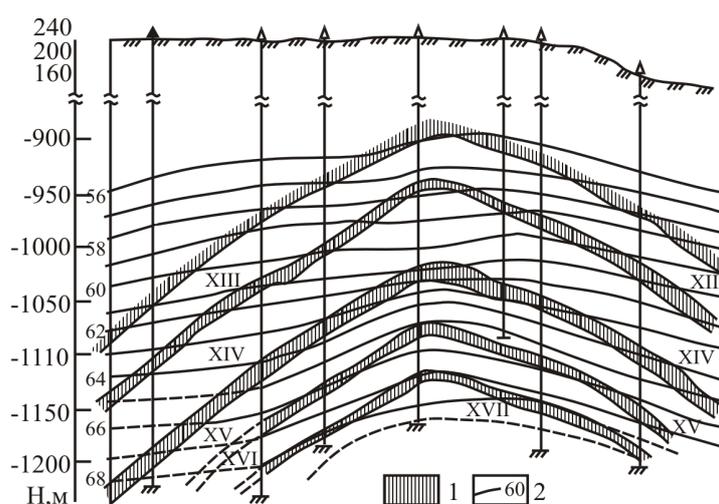


Рис. 5.31 Схематический геолого-геотермический профиль месторождения Узень (по В.А. Луткову):

1 – непроницаемые разделы между горизонтами, 2 – изотермы, °С; XIII – XVII – продуктивные горизонты

изменением температуры, а следовательно, изменяется и способность нефти двигаться по пласту к забоям скважин.

5.3.5 Природные режимы залежей

Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся:

- напор контурной воды под действием ее массы – **водонапорный режим (жестководонапорный)** (рис. 5.32 а);
- напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды – **упруговодонапорный режим**;
- давление газа газовой шапки – **газонапорный (режим газовой шапки)** (рис. 5.32 б);
- упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа – **режим растворенного газа** (рис. 5.32 в);
- сила тяжести нефти – **гравитационный режим** (рис. 5.32 г).

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии является давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают **газовый и упруговодогазонапорный режимы**.

Природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характе-

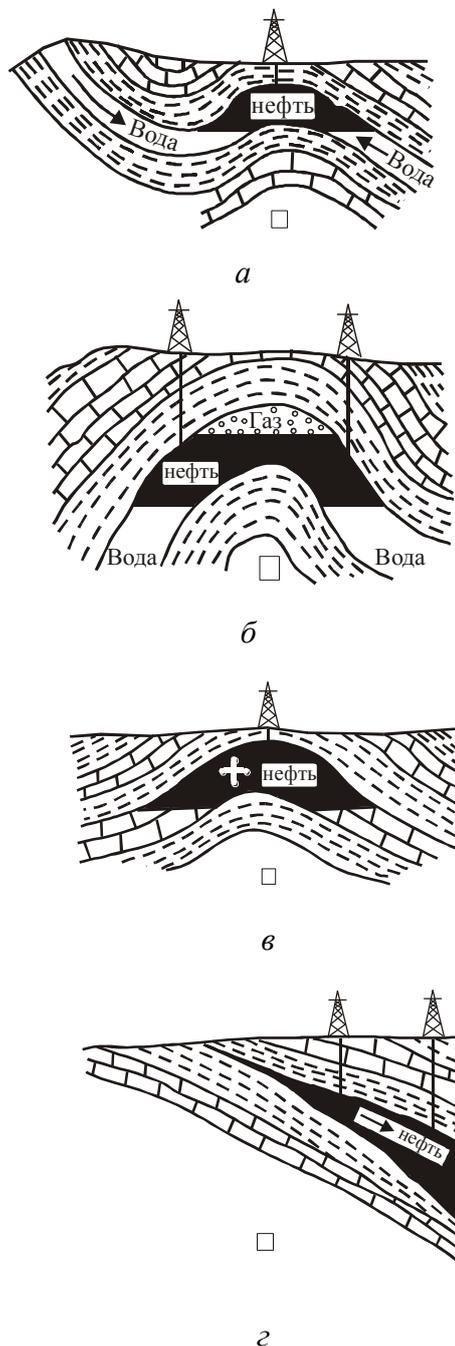


Рис. 5.32 Типы режимов нефтяного пласта:
 а) жестководонапорный;
 б) газонапорный;
 в) растворенного газа;
 г) гравитационный

ристикой залежи – термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород-коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой. На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей. При использовании для разработки залежи природных видов энергии от режима зависят интенсивность падения пластового давления и, следовательно, энергетический запас залежи на каждом этапе разработки, а также поведение подвижных границ залежи (ГНК, ГВК, ВНК) и соответствующие тенденции изменения ее объема по мере отбора запасов нефти и газа. Все это необходимо учитывать при выборе плотности сети и расположения скважин, установлении их дебита, выборе интервалов перфорации, а также при обосновании рационального комплекса и объема геолого-промысловых исследований для контроля за разработкой. Природный режим при его использовании обуславливает эффективность разработки залежи – темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, возможную степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Продолжительность эксплуатации скважин различными способами, выбор схемы промыслового обустройства месторождения и характеристика технологических установок по подготовке нефти и газа также во многом зависят от режима залежи. Знание природного режима позволяет решить один из центральных вопросов обоснования рациональной системы разработки нефтяных и газоконденсатных залежей: возможно ли применение системы с использованием природных энергетических ресурсов залежи или необходимо искусственное воздействие на залежь?

Режим залежи при ее эксплуатации хорошо характеризуется кривыми, отражающими в целом по залежи поведение пластового давления, динамику годовой добычи нефти (газа) и воды, промыслового газового фактора. Все эти кривые в совокупности с другими данными об изменении фонда скважин, среднего дебита на одну скважину и т. д. представляют собой график разработки залежи.

Ниже рассмотрим режимы с преобладанием одного из видов природной энергии для нефтяных залежей.

5.3.5.1. Водонапорный режим

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой (или подошвенной) воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. Ее запасы постоянно попол-

няются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов.

В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 5.33 а). Эксплуатация нефтяных скважин прекращается, когда краевые воды достигают забоя тех из них, которые находятся в наиболее высоких частях пласта, и вместо нефти начинает добываться только вода. При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его

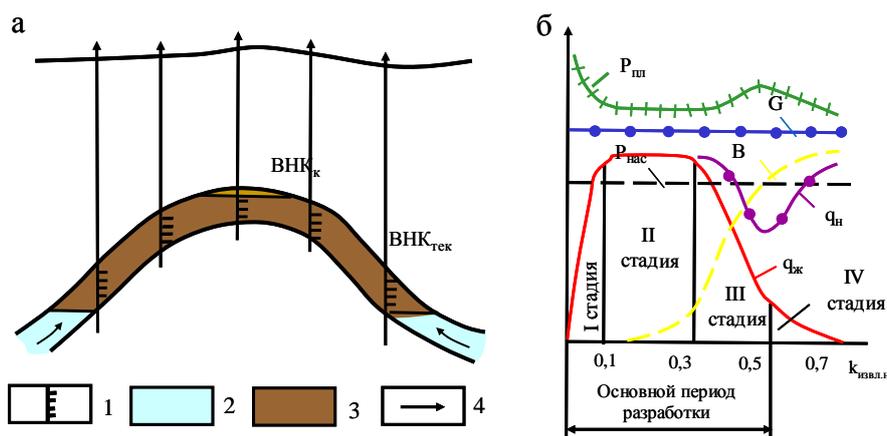


Рис. 5.33. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе; б – динамика основных показателей разработки; 1 – интервалы перфорации; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – направление движения воды и нефти; положение ВНК: $ВНК_{нач}$ – начальное, $ВНК_к$ – конечное; давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщение; годовые отборы: $q_н$ – нефти, $q_ж$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

На практике всегда есть еще один промежуточный этап разработки нефтяных месторождений, 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 пластовой воды происходит прорыв краевых и подошвенных вод к забою скважин. При жестководонапорном режиме давление в пласте настолько велико, что скважины фонтанируют. Но отбор нефти и газа не следует производить слишком быстро, поскольку иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать, фонтанирование прекратится.

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи зале-

жи с законтурной зоной пласта и с областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: больших размерах законтурной области; небольшой удаленности залежи от области питания: высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой. Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима – значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 5.33 б):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта – относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;
- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, – до 8 – 10% в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85 – 90% извлекаемых запасов нефти;
- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор – ВНФ) может достигать 0,5 – 1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6 – 0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых дей-

ствуется рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов.

5.3.5.2. Упруговодонапорный режим

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов, сжатых в недрах под действием горного давления и насыщающей их жидкости. Отличительной особенностью упруговодонапорного режима является то, что водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной (границы водоносной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более). При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, но при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии. Коэффициент нефтеотдачи также может достигать 0,7.

Объем нефти ΔV_n , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на ΔP , можно выразить формулой:

$$\Delta V_i = \Delta V'_i + \Delta V''_i = V_i \Delta p^* \beta^*_i + V_a \Delta p^* \beta^*_a, \quad (5.29),$$

где $\Delta V'_n$, $\Delta V''_n$ – объемы нефти, полученные за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта; V_n , V_b – объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта; β^*_n , β^*_b – коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_n \beta^*_ж + \beta_c$, где k_n – средний коэффициент пористости; $\beta^*_ж$, β_c – коэффициенты объемной упругости жидкости и породы). Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно невелика в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области.

Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти, а также вследствие больших раз-

меров залежи и значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения.

Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется как и при водонапорном режиме.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму (рис.5.33а), вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 5.34) имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее.

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

Отличия заключаются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи. Кривая 1 на рисунке 5.35 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система

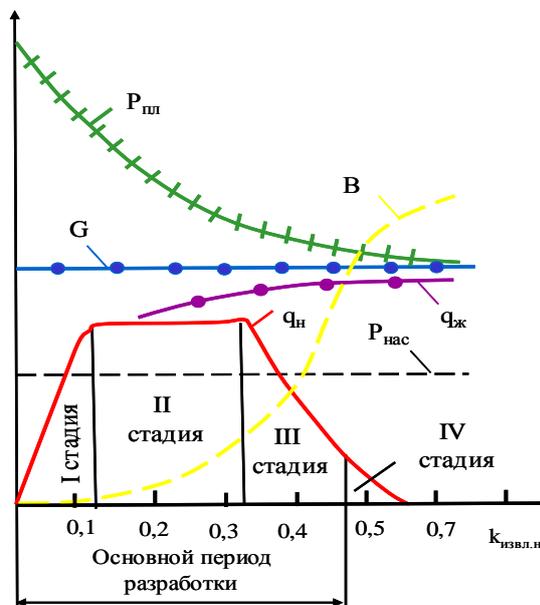


Рис. 5.34. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме:

давление: $p_{пл}$ – пластовое, $p_{нас}$ – насыщение; годовые отборы: q_n – нефти, $q_ж$ – жидкости; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи.

Зависимость, представленная прямой линией 3, указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает СГПД, упруговодонапорный режим, соответствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5 – 7 % в год от НИЗ (рис. 5.34). К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2 – 3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5 – 0,55. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

5.3.5.3. Газонапорный режим

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора

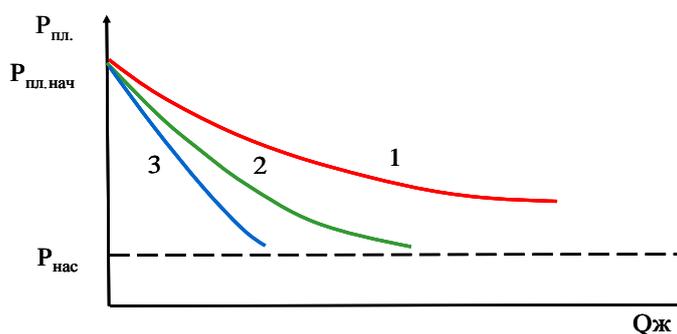


Рис. 5.35. Зависимость динамического пластового давления $P_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки.

Размеры законтурной области: 1 – большие; 2 – небольшие; 3 – законтурная область практически отсутствует

газа, заключенного в газовой шапке. Чем ее размер больше, тем дольше снижается давление в ней. В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти расширяющимся газом обычно сопровождается гравитационными эффектами. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности, и их эксплуатация прекращается, т. к. в противном случае расходование энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным. С целью 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 ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис. 5.36).

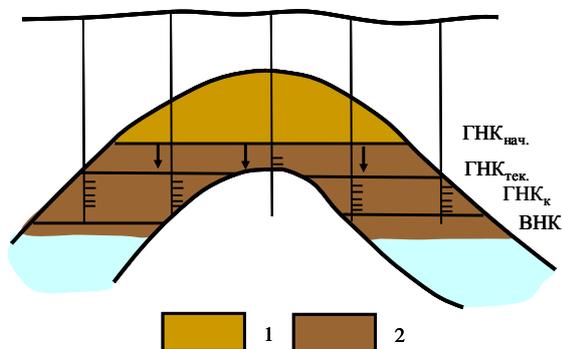


Рис.5.36 Изменение объема залежи в процессе разработки при природном газонапорном режиме: 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК_{нач.}; положение ГНК: ГНК_{нач.} – начальное, ГНК_{тек.} – текущее, ГНК_{к.} – конечное

нефтенасыщенной толщины, т. е. отступают от ГНК. Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рис. 5.36).

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений, ограничивающих залежь, и др.

Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2 – 3 мПа·с).

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис. 5.37). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими – примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают исходя из меньших извлекаемых запа-

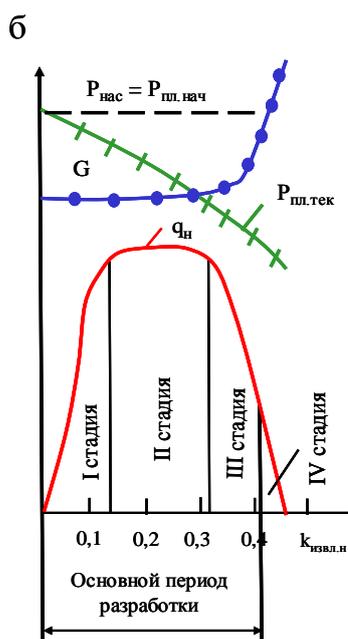


Рис. 5.37 Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме. Условные обозначения на рис.5.34

сов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой. Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться примерно постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды. В чистом

виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края и в других районах.

5.3.5.4 Режим растворенного газа

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта.

Динамика годовых показателей разработки залежи при этом режи-

ме имеет следующие особенности (рис. 5.38). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемый на поверхность, но и остающийся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора – до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора намного (в 4 – 5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т. е. II стадия разработки продолжается обычно всего один – два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2 – 0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1 – 0,15.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

5.3.5.5. Гравитационный режим

Гравитационный режим – это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой

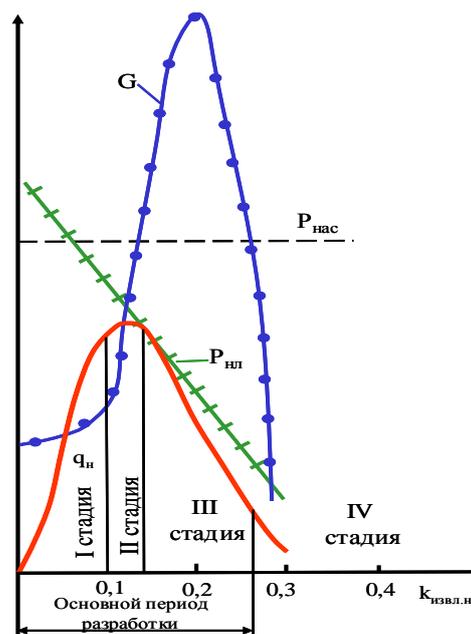


Рис. 5.38. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа. Условные обозначения на рис.5.34

нефти. Этот вид энергии может действовать в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается механизированным способом (рис. 5.39, а). Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта.

Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рисунке 5.39, б. Нефть отбирается очень низкими темпами – менее 2 – 1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

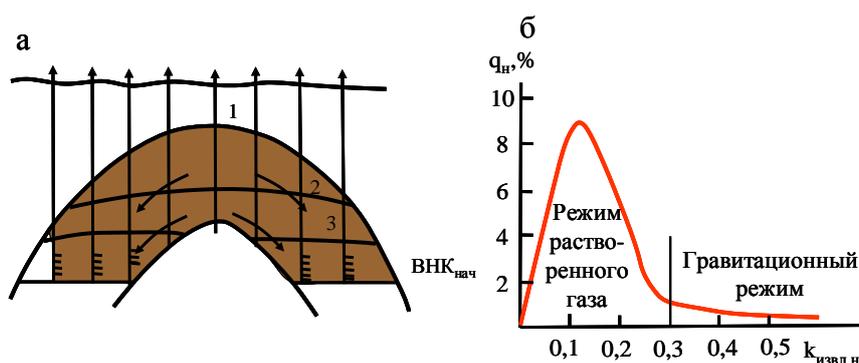


Рис. 5.39. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме:

а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика годовых отборов нефти q_n ; 1–3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти – с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти – единицы кубометров в 1 м^3 .

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных

системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

5.3.5.6 Газовые и газоконденсатные залежи

При **газовом режиме** (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления.

Пластовое давление залежи $P_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямолинейный характер зависимости $(P_{пл}/Z) - \Sigma Q$, где Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; ΣQ – накопленная с начала эксплуатации добыча газа. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. 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. Иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие – 0,9 – 0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны.

Упруговогазонапорный режим – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т. е. происходит внедре-

ние в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа.

Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн м³ воды в результате отбора 1 млн м³ газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима.

При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных скважин. Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной 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 – от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

5.3.5.7 Смешанные природные режимы залежей

При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, характеризующихся значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи: при газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т. д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей,

при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет "равноправного" действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.

В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки. Упруговодогазонапорный режим газовых залежей – по существу также смешанный режим с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5 – 10% извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири).

5.3.6 Изучение природных режимов залежей

В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом, т. е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные путем искусственного воздействия на пласт. Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи.

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, степени сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, фазовом состоянии и свойствах пластовых нефти и газа, термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геолого-физической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима новой залежи. В комплексе перечисленные данные обычно бывают остаточными для определения природного режима новой залежи.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, за поведением промыслового газового фактора, обводненностью скважин, их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер общей воронки депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины.

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата, когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа, пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации и др. Исходя из этого, для определения природного режима используют данные начального периода разработки залежи.

В этот период устанавливают характер кривой, отражающей зависимость $(P_{пл}/Z) - \Sigma Q$. Учитывая, что прямолинейную зависимость не всегда можно однозначно истолковать в пользу газового режима, необходимо одновременно обеспечивать получение дополнительных данных. Так, следует организовать контроль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважины. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих

скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежи не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойствен газовой режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи с контурной областью и о внедрении воды в залежь, т. е. об упруговодогазонапорном режиме последней.

Контрольные вопросы к главе 5.3

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Какое давление называют забойным?
3. Для чего пользуются вертикальным градиентом пластового давления $\text{grad } p$?
4. Что понимают под гидростатическим пластовым давлением?
5. В результате чего образуется сверхгидростатическое пластовое давление?
6. Какие три элемента можно выделить в водонапорной системе?
7. Для чего нужен контроль за температурой в пласте?
8. Что характеризует геотермический градиент?
9. Что называют природным режимом залежи?
10. Какой вид природного режима характерен для залежей, приуроченных к элизионным водонапорным системам?
11. По каким критериям определяют природные режимы?
12. В каких случаях может действовать гравитационный режим?
13. Какие геологические условия способствуют проявлению газонапорного режима?

5.4. Общие сведения о запасах нефти, газа и конденсата

5.4.1. Понятие «запасы углеводородов»

Запасы нефти и газа – важнейший показатель значимости залежи, месторождения, района и т. п.

Запасы – это масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям.

В соответствии с этим определением можно говорить о запасах отдельного слоя, пласта, любой части геологического тела, месторождения, группы месторождений и т. п. Процедуру определения количества УВ называют подсчетом запасов.

В настоящее время в стране действует Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная в 2001г.

Категории запасов – интегральный показатель степени изученности и подготовленности залежи или ее части к разработке.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на **разведанные** - категории **A, B, C₁** и **предварительно оцененные** – категория **C₂**.

Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их обоснованности подразделяются на перспективные – категория **C₃**, прогнозные локализованные – категория **D_{1л}** и прогнозные – категории **D₁** и **D₂**.

Ресурсы – это масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах.

При оценке запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них, имеющих промышленное значение, компонентов подсчитываются и учитываются:

- **геологические запасы** - количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах;

- **извлекаемые запасы** - часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Различают **начальные** и **текущие запасы** нефти, газа и конденсата.

Начальные балансовые (соответственно начальные извлекаемые) запасы УВ – это запасы залежи или месторождения начала разработки. **Текущие балансовые** (соответственно текущие извлекаемые) запасы – это запасы, составляющие на определенную дату разность между начальными запасами и накопленной добычей.

Подсчетом начальных запасов завершается цикл геолого-разведочных работ и начинается этап подготовки залежи углеводородов к вводу в промышленную разработку.

Очевидно, что запасы нефти и газа представляют собой величину, производную от формы и внутренней структуры залежи. Поэтому достоверность оценки запасов не только количественно, но и с точки зрения условий их извлечения в процессе разработки зависит от того, насколько правильно составлена статическая модель залежи. При подсчете запасов должна быть оценена степень сложности условий залегания нефти и газа, выявлены такие особенности строения залежей, которые играют значительную роль при выборе системы разработки и неучёт которых может существенно сказаться на технико-экономических показателях разработки и в первую очередь на величине коэффициента извлечения нефти.

Важную роль играет пересчет начальных запасов в процессе разработки, выполняемый, как правило, в условиях, когда по залежи накоплен уже большой объем геологической информации и имеется значительный опыт ее эксплуатации. Пересчет производится обычно перед составлением каждого нового проектного документа на дальнейшую разработку. Обобщение геологической информации при пересчете позволяет детализировать статическую модель залежи.

5.4.2. Коэффициенты извлечения нефти, газа, конденсата

Количественно доля запасов (нефти, газа, конденсата), которая может быть извлечена, определяется: для нефти *коэффициентом извлечения нефти (КИН)*, для газа и конденсата соответственно *коэффициентами извлечения газа и конденсата*.

Исследуя физико-химические свойства этих УВ, наиболее сложным является определение коэффициента извлечения нефти (КИН). По каждому нефтяному эксплуатационному объекту, вводимому в разработку, расчет выполняется специализированной научной организацией и после согласования с заинтересованными сторонами утверждается Государственной комиссией по запасам Российской Федерации (ГКЗ РФ). Коэффициент извлечения газа по отдельным газовым объектам не

рассчитывают, а принимают, исходя из имеющегося опыта в целом по газовой отрасли, равным 0,8.

Остановимся подробнее на физической сущности коэффициента извлечения нефти (КИН) и методах его расчета

В общем виде **коэффициент извлечения нефти** может быть выражен как **отношение количества нефти, извлеченной на поверхность – $Q_{\text{извл.}}$ к начальным геологическим запасам нефти залежи $Q_{\text{н.геол.}}$**

$$\hat{E} = Q_{\text{извл.}} / Q_{\text{н.геол.}} \quad (5.30)$$

Коэффициент извлечения за все время разработки залежи называется *конечным*, за некоторый промежуток времени с начала разработки называется *текущим*.

Имеется несколько способов расчета конечного (проектного) КИН:

- статистический, основанный на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими факторами;
- покоэффициентный, основанный на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки;
- основанный на технологических расчетах показателей нескольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерных математических моделях конкретной залежи нефти.

Покоэффициентный метод важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения коэффициентов вытеснения ($K_{\text{выт.}}$), охвата процессом вытеснения ($K_{\text{охв.}}$) и заводнения ($K_{\text{зав.}}$):

$$\hat{E} = \hat{E}_{\text{выт.}} \cdot \hat{E}_{\text{охв.}} \cdot \hat{E}_{\text{зав.}} \quad (5.31)$$

Коэффициент вытеснения – это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочего агента.

Коэффициент охвата $K_{\text{охв.}}$ – это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучае-

мого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки.

Коэффициент заводнения $K_{зав}$. характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной обводненности добываемой продукции. Надежных методов расчета $K_{зав}$ не создано. Обычно он оценивается либо по эмпирическим формулам, учитывающим влияющие на него параметры, либо принимается экспертно. Расчет КИН, выполненный по коэффициентным или статистическим методами, нередко допускает субъективизм и неопределенность. Это вызвано как множеством факторов, влияющих на КИН, и невозможностью полного их учета, так и отсутствием надежных методов определения степени влияния каждого из них.

Наиболее полно учесть все многочисленные факторы, влияющие на конечный КИН, позволяет третий способ – геолого-математическое моделирование процессов фильтрации на трехмерных моделях.

С этой целью на базе детальных адресных геолого-промысловых моделей создаются статические геолого-математические трехмерные модели, отражающие изменчивость свойств коллекторов по объему залежи.

Затем на базе статических трехмерных моделей, путем моделирования процессов фильтрации в трехмерном пространстве и вытеснения нефти рабочим агентом к забоям добывающих скважин, с помощью компьютерной программы создается динамическая модель эксплуатационного объекта.

При желании, на монитор компьютера можно вывести и зафиксировать состояние залежи на любой момент времени. В результате получают расчет проектных технологических показателей разработки по годам эксплуатации и за отдельные периоды – 10, 20, 40 лет, вплоть до конца разработки.

При оптимизации КИН возможны два различных подхода.

В основу оптимизации может быть положено стремление обеспечить максимальное использование запасов недр, т. е. получение наибольшего КИН, при этом другие признаки, в том числе и экономические, учитываются как второстепенные. В этом случае обоснованное значение КИН можно назвать технологическим.

Если доминирует экономический критерий, предусматривающий получение максимальной прибыли, обоснованное значение КИН можно назвать экономическим.

Различия в технологических и экономических значениях КИН наиболее значительны при низкой продуктивности и сложном геологическом строении залежей.

Контрольные вопросы к главе 5.4

1. Что такое запасы нефти?
2. На какие категории по степени изученности подразделяют запасы нефти?
3. Запасы какой категории имеют более высокую степень изученности?
4. Что такое ресурсы и на какие категории они подразделяются?
5. Что характеризует коэффициент извлечения нефти?
6. Какой из методов наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН.
7. Что характеризует коэффициент заводнения?

5.5 Геологическое обоснование методов и систем разработки нефтяных и газовых месторождений

5.5.1 Системы разработки и геологические данные для их проектирования

В нашей стране каждое месторождение вводится в разработку в соответствии с проектным документом, составленным специализированной научно-исследовательской организацией и предусматривающим ту систему разработки, которая наиболее рациональна для данного месторождения его геолого-физическими особенностями.

Под **системой разработки месторождения** понимают совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом.

В зависимости от количества, мощности, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т. д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов).

При выделении на месторождении **двух или более объектов** для каждого из них обосновывается своя **рациональная система разработки**. Будучи увязанными между собой, системы разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют **рациональную систему разработки месторождения в целом**.

Рациональной называют систему разработки, которая обеспечивает возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при наименьших затратах. Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, рациональное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

В основе выбора системы разработки месторождений УВ лежит геолого-промысловое обоснование технологических решений:

1. выделение эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении;
2. необходимость применения метода искусственного воздействия на залежь или целесообразности разработки объекта с использованием природной энергии;
3. при необходимости – о методе воздействия и его оптимальной

разновидности; о соответствующем взаимном размещении нагнетательных и добывающих скважин на площади:

4. плотности сетки скважин;
5. градиенте давления в эксплуатационном объекте;
6. комплексе мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

По каждому из названных пунктов должны приниматься решения, наиболее полно отвечающие геологической характеристике эксплуатационного объекта.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов и оптимальных вариантов систем разработки каждого из них базируется на сформированной к началу проектных работ геологической модели каждой из залежей и месторождения в целом.

Геологическая модель представляет собой комплекс промыслово-геологических графических карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами залежей, а также словесное описание особенностей залежей.

Среди графических карт и схем обязательны: сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения; схемы детальной корреляции; структурные карты, отражающие тектоническое строение эксплуатационного объекта; карты поверхностей коллекторов объекта с нанесением начальных контуров нефтегазоносности; геологические профили по эксплуатационному объекту с отражением условий залегания нефти и газа; карты распространения коллекторов (для каждого пласта в отдельности); карты полной, эффективной, эффективной нефтенасыщенной и газонасыщенной толщины в целом по объекту и по отдельным пластам. При специфических особенностях залежи приводятся необходимые дополнительные карты и схемы (схема обоснования положения ВНК и ГВК, карты распространения коллекторов разных типов, проницаемости и др.).

Количественными значениями характеризуются пористость, проницаемость, начальная нефте-, газонасыщенность пород-коллекторов; полная, эффективная, эффективная нефте-, газонасыщенная толщина, толщина проницаемых разделов между пластами; физико-химические свойства пластовых нефти, газа, конденсата, воды. При этом для каждого параметра указываются: число определений разными методами и число исследованных скважин; интервалы значений; оценка неоднородности на всех иерархических уровнях; среднее значение по объектам в целом и по его частям, изучаемым на разных уровнях.

К группе параметров с количественными значениями относятся также: статистические ряды распределения проницаемости; неоднород-

ность пластов (соотношение объемов коллекторов разных типов, коэффициенты песчанистости, расчлененности, прерывистости, слияния и др.): термобарические условия; результаты проведенных в лабораторных условиях физико-гидродинамических исследований вытеснения нефти, -газаагентами, использование которых предполагается при разработке объекта.

К важнейшим цифровым данным, необходимым для проектирования, относятся: балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата, ценных попутных компонентов; размеры площади нефтеносности; ширина, длина и высота залежи; размеры частей залежи – чисто нефтяной, водонефтяной, нефтегазовой, газоводяной. В числе кривых, характеризующих зависимости между параметрами, приводят кривые зависимости физических свойств нефти и газа от давления и температуры, характеристику фазовых проницаемостей, зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости.

В текстовой части геологической модели залежи описывается ее природный режим. На основе всех названных выше материалов излагаются основные геолого-физические особенности залежи, определяющие выбор технологических решений и системы разработки в целом, а также влияющие на ожидаемые показатели разработки.

5.5.2 Системы разработки нефтяных и газонефтяных залежей при естественных режимах

При использовании природных видов энергии разрабатывают и залежи нефти с эффективными природными режимами, для которых искусственное воздействие не требуется, а также некоторые залежи с особыми геологическими условиями, при которых методы воздействия не могут принести необходимых результатов или не могут быть освоены. К числу нефтяных залежей с эффективными природными режимами относят залежи с водонапорным и активным упруговодонапорным режимами. Последний называют активным в случае, когда ресурсов его энергии хватает для отбора из недр извлекаемых запасов нефти достаточно высокими темпами без снижения пластового давления ниже давления насыщения.

Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод. Систему применяют для нефтяных залежей пластового типа с природным водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. Она предусматривает разбуривание залежи добывающими скважинами с расположением их в основном в чисто нефтяной части залежи замкнутыми («кольцевыми») рядами, параллельными внутрен-

нему контуру нефтеносности. По возможности, соблюдается шахматный порядок расположения скважин (рис. 5.40).

Для продления безводного периода эксплуатации скважин расстояния между рядами скважин могут устанавливаться несколько большими, чем между скважинами в рядах. С этой же целью в скважинах внешнего ряда нижнюю часть нефтенасыщенной толщины пласта обычно не перфорируют. В скважинах внутренних рядов нефтенасыщенный пласт перфорируют по всей толщине. Рассмотренные размещение скважин и их перфорация наилучшим образом отвечают процессу внедрения в залежь краевых вод, восполняющих отбор жидкости из нее. Из водо-нефтяной зоны, имеющей обычно небольшую величину, нефть вытесняется водой к скважинам. В процессе разработки происходит «стягивание» контуров нефтеносности, размеры залежи уменьшаются. Соответственно постепенно обводняются и выводятся из эксплуатации скважины внешнего кольцевого ряда, затем, через определенные этапы, - скважины последующих рядов.

Система разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод. Систему применяют для нефтяных залежей массивного типа (обычно на всей или почти на всей площади такие залежи подстилаются водой), которые обладают водонапорным или активным упруговодонапорным режимом. При разработке таких залежей вытеснение нефти водой сопровождается повсеместным подъемом ВНК, т. е. последовательно обводняются интервалы залежи, расположенные примерно на одних гипсометрических отметках; объем залежи уменьшается (рис. 5.41). Размещение скважин на площади залежи и подход к перфорации продуктивной части разреза зависят от высоты и других параметров залежи. При высоте залежи, измеряемой десятками метров, скважины располагают равномерно и пласт в них перфорируют от кровли до некоторой условно принятой границы, отстоящей от ВНК на несколько метров.

При высоте залежи, составляющей 200 -300 м и более (что свойственно некоторым массивным залежам в карбонатных коллекторах), предпочтительнее располагать скважины по сетке, сгущающейся к цен-

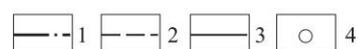
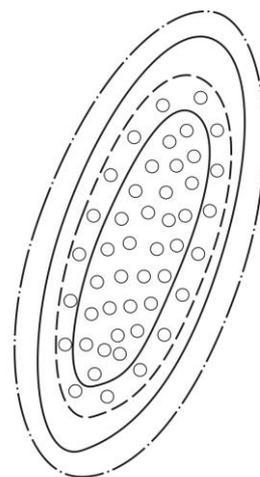
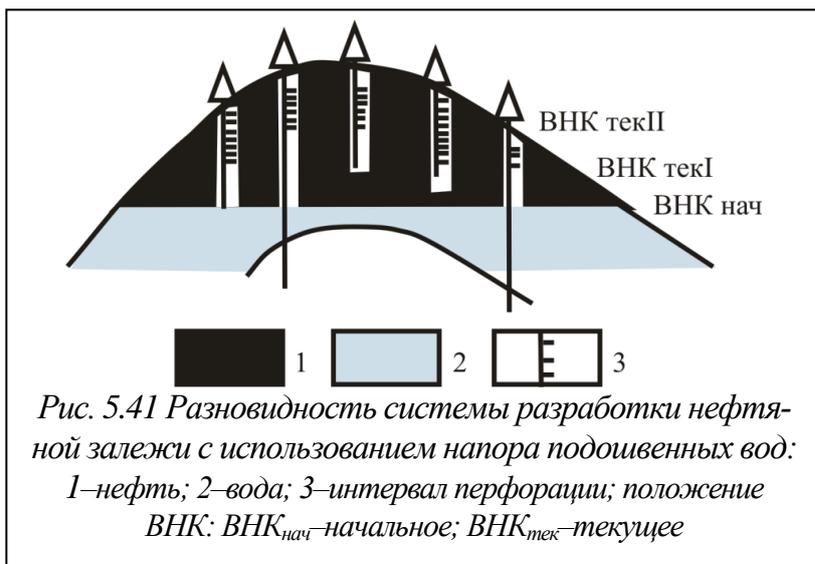


Рис. 5.40 Система разработки залежей с использованием естественного напора пластовых вод: 1 и 2—контур нефтеносности, внешний и внутренний; 3—изогипсы пласта; 4—скважины.



тру залежи, выдерживая принцип равенства запасов нефти, приходящихся на одну скважину. При этом подход к вскрытию продуктивной части разреза в скважинах зависит от фильтрационной характеристики залежи.

При низкой вязкости нефти – до

1 – 2 мПа·С, высокой проницаемости и относительно однородном строении продуктивной толщи возможно вскрытие в скважинах верхней части нефтенасыщенной толщины, поскольку в таких условиях нефть из нижней части может быть вытеснена к вскрытым интервалам. При неоднородном строении пород-коллекторов или при повышенной вязкости нефти может быть реализовано последовательное вскрытие интервалов нефтенасыщенной толщины снизу вверх.

Система разработки нефтяной залежи с использованием энергии выделяющегося из нефти газа. Система применяется при режиме растворенного газа и предусматривает разбуривание эксплуатационного объекта обычно по равномерной (более густой, чем в рассмотренных выше случаях) сетке с перфорацией во всех скважинах всей нефтенасыщенной толщины.

Система разработки газонефтяной залежи с совместным использованием напора пластовых вод и газа газовой шапки. Система разработки нефтяной части газонефтяной залежи предусматривает использование смешанного режима залежи и вытеснение нефти контурной водой и газом газовой шапки. При этой системе скважины располагают по равномерной сетке и перфорируют в них лишь часть нефтенасыщенной толщины со значительным отступлением от ВНК и ГВК во избежание конусообразований.

Поскольку вода обеспечивает лучшее вытеснение нефти из коллектора по сравнению с газом, систему предпочтительнее применять для залежей с относительно небольшими газовыми шапками.

Система разработки газонефтяной залежи с использованием напора пластовых вод при неподвижном ГНК. Система предусматривает обеспечение отбора нефти из залежи (с потенциально смешан-

ным природным режимом) только за счет внедрения пластовых вод при неизменном объеме газовой шапки. Стабилизация ГНК в начальном его положении обеспечивается регулированием давления в газовой шапке путем отбора из нее через специальные скважины строго обоснованных объемов газа для выравнивания пластового давления в газовой и нефтяной частях залежи. При такой системе разработки интервал перфорации в скважинах может быть расположен несколько ближе к ГНК по сравнению с его положением при совместном использовании напора вод и газа. Однако и здесь при выборе интервала перфорации следует учитывать возможность образования конусов газа и воды и необходимость продления периода безводной 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.

5.5.3 Традиционный метод заводнения нефтяных пластов в разных геологических условиях

Метод традиционного (обычного) заводнения достаточно эффективен и обычно применяется для разработки залежей с относительной вязкостью пластовой нефти менее 30 – 40 мПа·с, при проницаемости пластов более $(40 - 50) 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В последние годы в связи с вводом в разработку многих менее продуктивных залежей заводнение проектируют для залежей с проницаемостью $(5 - 30) 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и для залежей с относительной вязкостью нефти до 50 – 60 мПа·с. При этом предусматриваются дополнительные технологические мероприятия.

Применение заводнения для разработки нефтяных и газонефтяных залежей с различными характеристиками привело к необходимости создания разновидностей метода, каждый из которых наиболее целесообразен в определенных геологических условиях.

Внедрение метода заводнения началось с применения законтурного заводнения, при котором вода нагнетается в скважины, расположенные в водоносной части пласта, на некотором расстоянии от внешнего контура нефтеносности. Однако уже вскоре было установлено, что законтурное заводнение эффективно не во всех случаях и что оно не обеспечивает нужной степени воздействия на залежи с большой площадью нефтеносности и на залежи с существенно неоднородным строением пластов.

Следующим шагом в развитии метода заводнения был переход на ряде залежей к приконтурному заводнению, когда вода нагнетается в

скважины, расположенные в периферийной приконтурной зоне залежи. Приближение таким образом искусственного контура питания к зоне отбора повышало возможности метода заводнения.

В начале 50-х годов на Ромашкинском месторождении была применена новая система разработки с внутриконтурным заводнением, с разрезанием многопластового объекта рядами нагнетательных скважин на площади. Это положило начало развитию разновидностей внутриконтурного заводнения, при котором вода нагнетается в пласт через скважины, располагаемые непосредственно на площади нефтяной залежи. Был разработан целый арсенал различных видов внутриконтурного заводнения и определены геолого-промысловые условия, в которых они наиболее применимы (рис. 5.42).



Рис.5.42 Разновидности метода заводнения

5.5.3.1 Геологическое обоснование выбора заводнения

Выбор вида заводнения определяется типом залежи, размерами залежи и ее водонефтяной зоны, вязкостью пластовой нефти, типом породы-коллектора и ее проницаемостью, степенью неоднородности пластов, строением залежи в зоне ВНК, наличием дизъюнктивных нарушений и др.

Ниже приведены характеристики различных видов заводнения и геологические условия, для которых они в основном могут рекомендоваться.

Законтурное заводнение. При этой разновидности заводнения нагнетательные скважины располагаются в законтурной части продук-

тивного пласта (рис. 5.43), по всему периметру залежи, как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности.

Механизм вытеснения нефти из пласта водой при этом примерно тот же, что и при природном водонапорном режиме. Метод применим для разработки нефтяных и газонефтяных объектов.

Он высокоэффективен при небольшой ширине залежей (до 4 – 5 км), в основном при малой относительной вязкости пластовой нефти (до 5 мПа·с), высокой проницаемости коллектора (0,4 – 0,5 мкм² и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, четкой гидродинамической связью между законтурной и нефтяной частями залежи. Более широко законтурное заводнение апробировано на залежах пластового типа, но при указанных геолого-физических условиях получены хорошие результаты и на залежах массивного типа, в том числе и в карбонатных коллекторах.

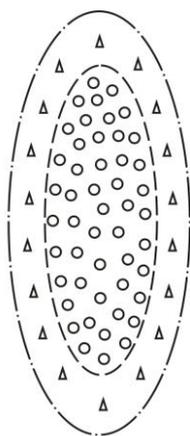
Применение рассматриваемого вида заводнения в названных весьма благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокого нефтеизвлечения (до 60 – 65 %). Добывающие скважины могут быть расположены в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. При этом нефть из водонефтяной зоны может быть вытеснена к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой. Таким путем без существенного увеличения потерь нефти в пласте можно сократить количество скважин для разработки объекта и объема попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды.

Для разработки нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение целесообразнее применять при обеспечении неподвижности ГНК путем регулируемого отбора газа из газовой шапки. При законтурном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре - пять добывающих скважин.



Системы разработки с законтурным заводнением, кроме того, рекомендуется применять при разработке групп близко расположенных, небольших по размерам нефтяных залежей (залежей-спутников), когда нагнетательные скважины, расположенные за контуром нефтеносности, оказывают при закачке воды влияние одновременно на несколько залежей.

Приконтурное заводнение. При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагаются вблизи внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи (рис. 5.44) [15].



— 1 — 2 ○ 3 △ 4

Рис.5.44 Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением:

1 и 2 – внешний и внутренний контуры нефтеносности; 3 и 4 – добывающие и нагнетательные скважины

Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др.

По принципам расположения скважин, соотношению числа и добывающих и нагнетательных скважин, подходу к разработке газонефтяных залежей, значениям достигаемого нефтеизвлечения приконтурное заводнение приближается к законтурному.

Внутриконтурное заводнение. При этом виде заводнения нагнетание воды ведется в скважины, расположенные в пределах залежи, т. е. в нефтяной зоне. Применяют целый ряд разновидностей внутриконтурного заводнения.

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через скважины, расположенные рядами, называемыми разрезающими рядами, или линиями разрезания. Скважины разрезающих рядов после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить прискважинные зоны пласта и снизить пластовое давление в ряду, т. е. создает условия для успешного освоения скважин

под закачку воды. Затем скважины в ряду осваивают под нагнетание через одну, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. Этот период освоения разрезающего ряда очень важен, поскольку позволяет сократить возможные потери нефти в ряду между скважинами и обеспечить за счет интенсивной эксплуатации промежуточных скважин быстрый рост добычи нефти уже в начальной фазе освоения эксплуатационного объекта.

После обводнения промежуточных нагнетательных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль этого ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Рассматриваемый вид заводнения применяют на залежах пластового типа с параметрами пластов и нефтей, указанными для законтурного заводнения, но с большой площадью нефтеносности, а также на залежах разных размеров при практически повсеместном залегании пласта-коллектора, но при ухудшении условий фильтрации у ВНК.

Выделяют подвиды этого вида заводнения – разрезание на площади и блоковое.

При заводнении с разрезанием эксплуатационного объекта на площади разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Так, при весьма большой площади нефтеносности многопластового эксплуатационного объекта и общем для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов и соответственно нефтенасыщенная толща объекта уменьшаются от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов. Большое преимущество такой системы разработки - возможность начинать разработку крупного объекта с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Но применение такого способа возможно при условии, что ко времени ввода объекта в разработку известно положе-

ние внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем его пластам.

При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), размещают ряды добывающих скважин в таком же направлении. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рис. 5.45).

При «круговой» форме залежей с обширными площадями нефтеносности направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов вкрест выявленной преобладающей ориентации зон с повышенной толщиной (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов (рис. 5.46).

В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечивается большее влияние на них закачки воды. При ином направлении разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной доли нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетания воды.



Рис.5.45 Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением
Условные обозначения см. на рис.5.44

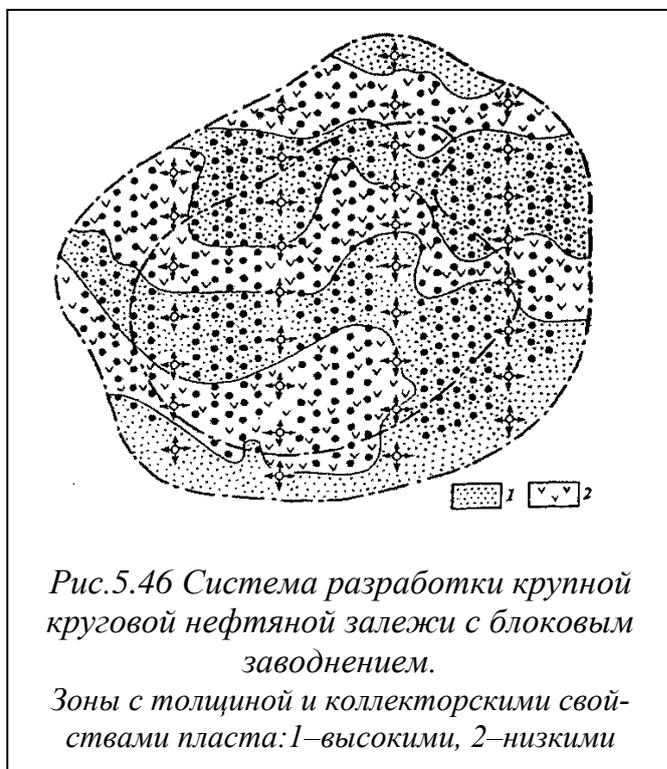


Рис.5.46 Система разработки крупной круговой нефтяной залежи с блоковым заводнением.
Зоны с толщиной и коллекторскими свойствами пласта: 1—высокими, 2—низкими

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количества рядов добывающих скважин в блоке. Решение этого вопро-

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количества рядов добывающих скважин в блоке. Решение этого вопро-

са диктуется необходимостью обеспечивать влияние нагнетания воды на всю ширину блоков, не допуская консервации их внутренних частей.

Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в зависимости от гидропроводности объекта. Уменьшение ширины полос повышает активность системы заводнения, благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность залежи. Чтобы избежать значительных потерь нефти в центральных частях блоков (на участках стягивания контуров нефтеносности), в пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль «стягивающего». При повышенной ширине блоков (3,5 – 4 км) принято располагать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине (1,5 – 3 км) – три ряда. В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют пятирядным или трехрядным. Количество добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную, при пятирядной и трехрядной системах соответственно составляет около 5 и 3.

На залежах с широкими водонефтяными зонами всю систему разработки с разрезанием следует распространять и на водонефтяную зону, за исключением самых внешних ее частей с небольшой нефтенасыщенной толщиной (менее 3 – 4 м). В некоторых случаях при монолитном строении высокопроницаемых пластов более успешным может быть вариант с комбинированным заводнением, при котором периферийная неразбуренная зона может быть расширена вплоть до изопахиты нефтенасыщенной толщины 5 – 6 м. При этом система разработки с разрезанием залежи, распространенная до этой изопахиты, сочетается с контурным заводнением, за счет которого в указанных условиях может быть обеспечено вытеснение нефти из неразбуренной периферийной зоны к разбуренной основной части.

Преимущества систем разработки с блоковым заводнением заключаются в том, что они могут проектироваться и реализовываться, когда детальные сведения о конфигурации контуров нефтеносности еще отсутствуют. Применение таких систем дает возможность осваивать блоки эксплуатационного объекта в нужной последовательности, регулировать разработку с помощью перераспределения объемов закачки воды.

Обычно внутриконтурное разрезание нефтяных залежей рядами нагнетательных скважин на блоки или площади применяют для эксплуатационных объектов с умеренной неоднородностью строения при широком распространении пластов-коллекторов на площади, при средней проницаемости более 0,007 – 0,1 мПа·с при вязкости пластовой нефти до 15 – 20 мПа·с.

На раннем этапе внедрения заводнения для залежей с умеренными площадями нефтеносности рекомендовалось так называемое **сводное заводнение**. При нем предусматривалось расположение нагнетательных скважин в сводовых частях залежей - в виде линейного разрезающего ряда по длинной оси структуры при вытянутой антиклинальной форме залежи или в виде групп из нескольких скважин в своде при брахиантиклинальном строении залежи. Обычно такой вид внутриконтурного заводнения сочетали с законтурной закачкой воды.

Этот вид заводнения себя не оправдал и впоследствии широкого применения не нашел. Это обусловлено нецелесообразностью искусственного обводнения чисто нефтяной, лучшей по продуктивности центральной части залежи при расположении рядов добывающих скважин в менее продуктивных частях, в том числе и в природной водонефтяной зоне.

Площадное заводнение – применяется для залежей (эксплуатационных объектов), характеризующихся сравнительно однородным замещением песчаников глинистыми породами и низкими значениями вязкости нефти, проницаемости, гидропроводности и подвижности. Пласт должен характеризоваться значительной толщиной, что способствует

лучшей выработке запасов. В залежах со значительной неоднородностью вода из нагнетательных скважин может прорываться по наиболее проницаемым пропласткам, что приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин.

Применяемые обычно при площадном заводнении системы показаны на рисунке 5.47.

Наиболее широкое применение нашли пятиточечная, семиточечная и девятиточечная системы. Они обычно рекомендуются для эксплуатационных объектов с терригенными или карбонатными коллекторами по-

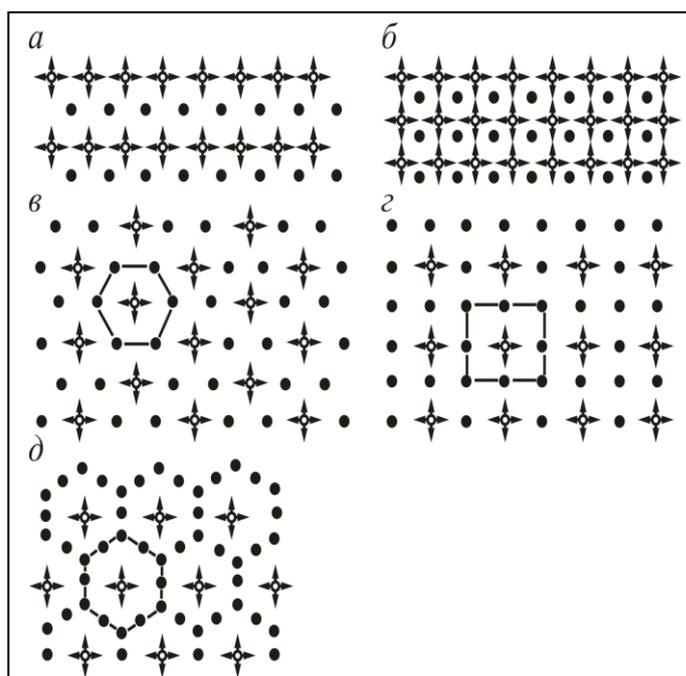


Рис.5.47 Системы разработки нефтяных залежей с площадным заводнением:

а – линейная; б – четырехточечная; в – пятиточечная; г – семиточечная; д – девятиточечная; е – ячеистая. Скважины: 1 – добывающая, 2 – нагнетательная

рового типа и широко применяются при разработке объектов с низкой проницаемостью коллекторов, с повышенной вязкостью нефти. Такие системы, так же как и блоковая система с разрезанием на узкие полосы, можно применять и для высокопродуктивных объектов при необходимости получения высоких уровней добычи нефти или продления фонтанного периода эксплуатации в случае больших трудностей с организацией механизированной эксплуатации скважин.

Ячеистую систему заводнения целесообразно применять для залежей нефти повышенной вязкости, приуроченных к трещинно-поровым карбонатным коллекторам (рис. 5.47 г).

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется одновременным вводом новых добывающих скважин в элемент, остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями дебитов скважин и др.

В связи с низкой продуктивностью залежей, при которой применяется площадное заводнение, и вследствие указанных особенностей процесса разработки коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,40 – 0,45.

Избирательное заводнение - разновидность внутриконтурного заводнения - предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке.

Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в не повсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади, и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.

При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно.

Очаговое заводнение по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнений (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.). Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного основного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко: это одно из главных мероприятий по развитию и совершенствованию основных систем разработки с заводнением.

Головное заводнение. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях.

Барьерное заводнение. Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей пластового типа с целью изоляции газовой (газоконденсатной) части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности. В результате нагнетания воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных видов энергии или при охарактеризованных выше разновидностях заводнения. Барьерное заводнение может сочетаться с другими его видами или с использованием энергии напора пластовых вод.

Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта исходя из его геолого-промысловой характеристики для него могут быть рекомендованы два, а иногда и три конкурирующих вида заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться наряду с поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может конкурировать с площадным заводнением и т. д. Из числа возможных вариантов, обоснованных геологически, оптимальный вариант выбирают с помощью гидродинамических и экономических расчетов при учете других элементов системы разработки (плотности сетки добывающих скважин, перепада давления между зонами нагнетания и отбора).

Нефтегазовые залежи. Разработка нефтегазовых залежей осуществляется с применением следующих систем: 1) без поддержания пластового давления; 2) путем законтурного заводнения; 3) с барьерным заводнением.

Рассмотрим перечисленные системы разработки более подробно.

1. Системы разработки нефтегазовых залежей без поддержания пластового давления рекомендуются для эксплуатационных объектов, где основными движущими силами являются энергия расширяющегося газа в газовой шапке и энергия подошвенной или краевой воды. В этом случае количество добываемой нефти и нефтеотдача будут зависеть от соотношений объемов нефтяной и газовой частей залежи, коллекторских свойств, фильтрационных характеристик залежи, неоднородности пласта, соотношений вязкостей нефти и внедряющейся в залежь пластовой воды, углов падения пласта. За счет внедряющейся в пласт воды может добываться от 38 до 74 % промышленных запасов нефти, при уменьшении проницаемости пласта в 2,5 раза; приток пластовой воды значительно сокращается, а суммарный отбор нефти соответственно сокращается с 51 до 36 %.

2. Системы разработки нефтегазовых залежей с законтурным заводнением применяются на тех эксплуатационных объектах, где размеры, объема газовой части пласта по сравнению с нефтяной очень небольшие, энергия пластовой водоносной системы незначительная, коллекторские и фильтрационные свойства пласта обычно низкие, вязкость нефти может быть повышенной. В этом случае запаса пластовой энергии в залежи недостаточно, поэтому для обеспечения соответствующей нефтеотдачи такие объекты разрабатываются с законтурным заводнением с обеспечением начального пластового давления на контуре нефтеносности. Нагнетательный ряд располагается за внешним контуром нефтеносности, разработка в этом случае почти не отличается от разработки нефтяных залежей.

3. Системы разработки нефтегазовых залежей с барьерным заводнением рекомендуются в том случае, когда отсутствует трещиноватость пород, проницаемость вкрест напластования гораздо ниже аналогичной величины по напластованию пород. Наибольшая эффективность описываемой системы достигается при наличии плотных непроницаемых пропластков в интервале газонефтяного контакта, а также при небольших углах падения пород.

Нагнетательные скважины бурятся вдоль внутреннего контура газоносности или в некоторых случаях в непосредственной близости от него. Закачиваемая вода образует как бы барьер, который изолирует газонасыщенную часть залежи от нефтенасыщенной, что позволяет одно-

временно добывать как нефть, так и газ. Особое внимание при контроле за разработкой уделяется исследования, позволяющим оценить возможность прорыва воды в добывающие скважины.[15]

5.5.4 Нетрадиционные методы разработки нефтяных залежей

Нетрадиционными методами разработки условно принято называть все методы воздействия на пласт, отличающиеся от широко применяемого (традиционного) метода заводнения с нагнетанием в пласты обычной воды. Эти методы необходимы для разработки залежей нефти, на которых обычное заводнение не может быть проведено вообще, и для залежей, где оно не обеспечивает достаточных коэффициентов извлечения нефти. Таким образом, применение нетрадиционных методов предусматривает увеличение коэффициентов нефтеизвлечения по сравнению с их значением при использовании природного режима и обычного заводнения. Поэтому часто традиционные методы разработки называют методами увеличения коэффициента извлечения нефти (МУН).

Основное внимание сосредоточено на методах в их наиболее простом виде - при нагнетании в пласт одного из агентов. Эти методы широкого промышленного применения не нашли, но они явились исходными для создания в последние годы арсенала более эффективных комплексных методов.

Простые наиболее освоенные нетрадиционные методы по видам применяемых агентов можно объединить в следующие группы:

- физико-химические методы - методы, базирующиеся на заводнении, но предусматривающие повышение его эффективности путем добавки к воде различных химических реагентов (полимеров, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей и др.);
- теплофизические методы - нагнетание в пласты теплоносителей - горячей воды или пара;
- термохимические методы - применение процессов внутрипластового горения нефти - «сухого», влажного или сверхвлажного;
- методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами-растворителями, углеводородными газами под высоким давлением и др.

При обосновании применения нетрадиционных методов следует учитывать, что многие из них дорогостоящие и требуют использования дефицитных реагентов или сложного оборудования, либо плотных сеток скважин. Поэтому при их проектировании и внедрении особое внимание следует уделять вопросам экономики.

Заводнение с использованием химических реагентов. Эта группа новых методов основана на нагнетании в продуктивные пласты в качестве вытесняющего агента водных растворов химических веществ с концентрацией 0,001 – 0,4% и более. Обычно в пласте создают оторочки растворов в объеме 10 – 50% общего объема пустот залежи, которые вытесняют нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания в пласт обычной воды, называемой в этом случае рабочим агентом. Методы могут применяться при тех же плотностях сеток скважин, что и при обычном заводнении. С их помощью можно существенно расширить диапазон значений вязкости пластовой нефти (до 50 – 60 мПа·с), когда возможно применение методов воздействия, в которых большую роль играет заводнение. Применение методов на начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их значением при обычном заводнении на 3 – 10 пунктов.

Теплофизические методы. Применение этих методов основано на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют пар или горячую воду.

Метод вытеснения нефти паром рекомендуется для разработки залежей высоковязких нефтей вплоть до 1000 мПа·с и более. При большей вязкости нефти нагнетание пара должно быть более продолжительным и даже постоянным. Применение метода позволяет достигать значений коэффициентов извлечения нефти до 0,4 – 0,6. Метод обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, гидрофилизацию породы-коллектора, тепловое расширение породы и содержащихся в ней жидкостей.

Выбор залежей для применения метода основывается на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла, вводимого с поверхности, таких как:

- глубина залегания пласта до 1000 м, во избежание чрезмерно высоких потерь тепла в породы через ствол нагнетательной скважины;
- нефтенасыщенная толщина – 10-40 м.: при меньшей толщине резко возрастают потери тепла в породах, покрывающих и подстилающих продуктивный пласт; при чрезмерно большой толщине горизонта возможен низкий охват воздействием по вертикали;
- высокие коллекторские свойства пород (коэффициент пористости более 0,2%, проницаемость более 0,5 мкм²), поскольку при этом сокращаются потери тепла на нагревание собственно пород продуктивного пласта;

- процесс наиболее эффективен при разработке залежей с высокой начальной нефтенасыщенностью, так как при этом потери тепла на нагрев содержащейся в пласте воды минимальны;
- расстояние между скважинами должно быть не более 200 – 300 м

Нагнетание пара может вызвать усиление выноса породы в добывающие скважины, а также разбухание глин в пласте, приводящее к уменьшению размера пор и к соответствующему снижению проницаемости. Поэтому целесообразно выбирать объекты с пластами, не подверженными разрушениям, с низкой глинистостью (не более 10%). Более благоприятны для процесса мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее благоприятны – полимиктовые, с обломками глинистых пород.

Метод вытеснения нефти горячей водой может применяться для разработки нефтяных залежей высоковязких нефтей с целью повышения коэффициента извлечения нефти и залежей высокопарафинистых нефтей для предотвращения выпадения парафина в твердом виде в пласте. Повышение коэффициента извлечения нефти обуславливается теми же факторами, что и при нагнетании пара. Однако этот процесс намного менее эффективен, поскольку для прогрева пласта, вследствие отставания фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти, требуется закачивать в пласт большие объемы горячей воды (в 3 – 4 раза превышающие объем пустот продуктивного пласта).

Метод применяется для залежей, по которым даже незначительное снижение пластовой температуры в процессе разработки может приводить к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для предотвращения этого следует при заводнении нагнетать воду с температурой, превышающую пластовую на величину ее потерь по пути к забою скважины. Так же, как и при нагнетании пара, выбор объектов для воздействия горячей водой лимитируется величиной теплопотерь в скважине и в пласте.

Термохимические методы. Они основаны на способности пластовой нефти вступать в реакции с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающиеся выделением большого количества тепла (внутрипластовым «горением»). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя нагнетательной скважины и перемещения зоны (фронта) горения по пласту путем последующего нагнетания воздуха. Для разработки нефтяных залежей могут быть применены следующие методы:

- прямоточное сухое горение, когда на забое воздухом нагнета-

тельной скважины производится «поджог» нефти и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом в направлении к добывающим скважинам;

- прямоточное влажное или сверхвлажное горение, при котором в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. Это обеспечивает образование впереди фронта горения оторочки пара, т. е. перенос тепла в зону впереди фронта горения, и способствует увеличению коэффициента извлечения нефти при и значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Второй процесс намного более эффективен, так как реализуются те же факторы улучшения механизма вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, и, кроме того, дополнительные факторы, свойственные этому процессу (вытеснение нефти водогазовыми смесями, образующимся углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.).

Методы могут быть рекомендованы для залежей:

- расположенных на глубине до 1500 – 2000 м;
- с вязкостью пластовой нефти от 30 до 1000 мПа*с и более. Такие нефти содержат достаточное количество тяжелых фракций, служащих в процессе горения топливом (коксом);
- с проницаемостью пород более 0,1 мкм² и нефтенасыщенностью более 30 – 35%;
- с толщиной пласта более 3 – 4 м.
- с нефтенасыщенной толщиной 70 – 80 м и более;
- с терригенными и карбонатными коллекторами;
- при плотных сетках скважин до 2 – 3 га/скв – для сухого горения и 12 – 16 га/скв – для влажного горения

Методы смешивающегося вытеснения. К этой группе новых методов относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами: двуокисью углерода CO₂, сжиженными нефтяными газами (преимущественно пропаном), обогащенным газом (метаном со значительным количеством C₂-C₆), сухим газом высокого давления. Каждый из методов эффективен при определенных компонентных составах и фазовых состояниях нефти и давлении, при котором может происходить процесс смешивания. Вытеснение нефти сухим газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением более 20 МПа, вытеснение обогащенным газом 10 – 20 МПа, сжиженным газом и двуокисью углерода 8 – 14 МПа.

Следовательно, эти методы целесообразно применять для залежей:

- с большими глубинами залегания пластов – более 1000 – 200 м.;

- с вязкостью пластовой нефти менее 5 мПа·с;
- с толщиной пластов до 10 – 15 м.;
- при низкой проницаемости;
- с пластовым давлением более 20 МПа;

Методы вытеснения нефти газом высокого давления и обогащенным газом рекомендуются для пластов с высокой нефтенасыщенностью более 60 – 70%. Вытеснение углекислым газом, как уже отмечалось выше, может быть достаточно эффективным и при меньшей ее величине (35-40%), что позволяет использовать его после значительного обводнения пластов в результате разработки с применением обычного заводнения.

Ввод в разработку новых залежей со сложными геолого-физическими условиями (пониженная проницаемость, макро- и микро-неоднородность, повышенная или высокая вязкость нефти и др.) потребовал поиска вытесняющих агентов с более действующими характеристиками.

В последние годы резко возросли масштабы исследовательских и промысловых работ по поиску и применению новых способов и воздействия на нефтяные пласты. Большое признание нашли методы воздействия, основанные на сочетании двух или более агентов, каждый из которых в отдельности оказывается малоэффективным. Так, широко применяют физико-химические методы с добавками к воде полимера и ПАВ, а также методы с добавлением к этим двум компонентам кислот и щелочей.

Комбинирование различных методов открывает широкие возможности для создания новых технологий разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.[19]

Контрольные вопросы к главе 5.5

1. Что понимают под системой разработки?
2. Что называют эксплуатационным объектом?
3. Какие факторы учитываются при выделении эксплуатационного объекта?
4. В каких случаях применяется система разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод?
5. Когда и где в России впервые была применена система разработки с внутриконтурным заводнением?
6. Как располагают нагнетательные скважины при законтурном заводнении?
7. Для каких залежей применяется площадное заводнение?

8. Когда можно применять метод вытеснения нефти горячей водой?
9. В чем суть теплофизических методов?
10. Каковы закономерности и особенности заводнения залежей в процессе разработки в разных геологических условиях?

6 ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДИНАМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ И КОНТРОЛЬ ИХ РАЗРАБОТКИ

6.1 Геолого-промысловый контроль за разработкой залежи нефти и газа

Контроль разработки месторождений нефти и газа — это осуществляемая в процессе их эксплуатации система мероприятий по детальному изучению разрабатываемых залежей для уточнения их геологического строения и по всестороннему исследованию процессов извлечения нефти и газа из продуктивных пластов.

Контроль разработки охватывает большое количество видов работ: получение и накопление при исследовании скважин разнообразной геолого-промысловой, геофизической, гидродинамической и другой информации, анализ направленности процессов и явлений, протекающих в продуктивных пластах, и их последствий, оценка эффективности применяемой системы разработки, наблюдение за полным и качественным выполнением технологических решений, предусмотренных проектными документами. На основе комплексного геолого-промыслового обобщения результатов контроля разработки создаются динамические модели эксплуатационных объектов, отражающие качественные и количественные изменения в них по мере отбора запасов углеводородов.

Результаты геолого-промыслового контроля — основа выбора эффективных мер по управлению процессами нефтегазоизвлечения, совершенствованию применяемых систем разработки. Геолого-промысловый контроль начинается на стадии подготовки к промышленной эксплуатации и продолжается непрерывно, пока из залежей добываются нефть и газ. По мере вступления залежей в более зрелую стадию эксплуатации, задачи, решаемые при контроле разработки, все более расширяются и углубляются, применяется все более широкий комплекс методов и исследований.

От правильного построения системы контроля, от ее эффективного функционирования во многом зависят полнота использования запасов недр, получение высокого коэффициента нефтегазоизвлечения.

6.1.1 Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором

При разработке месторождения нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их продуктивностью, обводненностью скважин, газовым

фактором (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин.

Дебит скважины по жидкости (безводной – по нефти, обводненной – по нефти и воде) измеряется в т/сут с помощью автоматизированных групповых установок типа "Спутник". Пользование такими установками позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости. В результате определяют обводненность продукции скважины, т. е. содержание воды в процентах во всей жидкости.

При недостаточно надежной работе системы "Спутник" обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобранным из выкидных линий скважины, с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугированием или другими методами.

Дебит попутного газа измеряют на групповых установках турбинным газовым счетчиком типа "Агат-1", а при использовании индивидуальной замерной установки – турбинным счетчиком или дифференциальным манометром с дроссельным устройством, устанавливаемым на выходе из трапа. В последнее время появляются новые более совершенные замерные устройства отечественных и иностранных производителей.

Промысловый газовый фактор (в м³/т) вычисляют как *отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти.*

Приемистость водонагнетательной скважины (в м³/сут) измеряют счетчиком или расходомером диафрагменного типа, установленным на кустовой насосной станции. Поскольку один разводящий водовод часто обеспечивает водой две – три скважины, **замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин**, питающихся из того же водовода. При использовании индивидуальных насосов для нагнетательных скважин их приемистость определяют индивидуально.

Дебиты скважин при добыче природного газа измеряют на групповых или централизованных газосборных пунктах с помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами, – поплавковыми, мембранными, сильфонными.

При разработке *многопластовых эксплуатационных объектов* или *объектов большой толщины* большое значение имеет определение рассмотренных показателей *раздельно по пластам и интервалам пласта*. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, применяя аппарат для глубинной потокометрии и термометрии.

6.2. Контроль пластового давления и температуры

6.2.1. Пластовое и забойное давление при разработке залежей

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления $P_{\text{пл.тек.}}$.

С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) в зоне отбора происходит снижение пластового давления.

Пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин, называют **текущим** или **динамическим пластовым давлением**.

В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других – стабилизироваться, на третьих – возрасти. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. При контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями **приведенного пластового давления**.

Приведенное пластовое давление – это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК или ГВК. В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи – плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки. Приведенное давление $P_{\text{пл.пр.}}$ вычисляют по формуле:

$$P_{\text{пл.пр.}} = P_{\text{пл.з.}} \pm \rho gh, \quad (6.1)$$

где $P_{\text{пл.з.}}$ – замеренное в скважине пластовое давление;

h – расстояние между точкой замера и условной плоскостью;

ρ – плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине – нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой – сделан замер);

g – ускорение свободного падения.

Поправку ρgh вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости. На рисунке 6.1 в законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины.

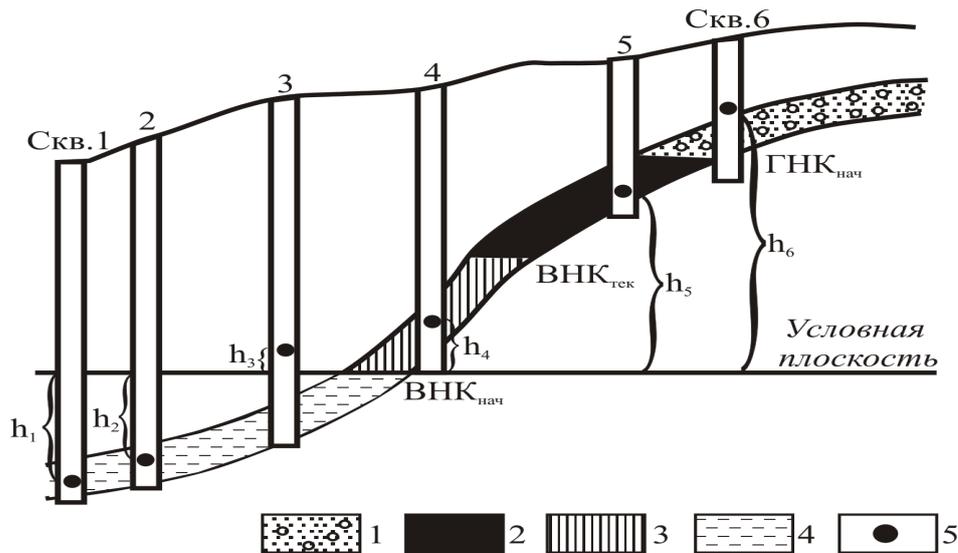


Рис. 6.1 Схема приведения пластового давления по глубине:
 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – зона пласта, заводненая при разработке нефтяной части; 5 – точка замера давления в скважине; h – расстояние от точки замера до условной плоскости

В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, – воды, по скв. 5 – нефти.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рисунке 6.2 горизонтальная линия 1 соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

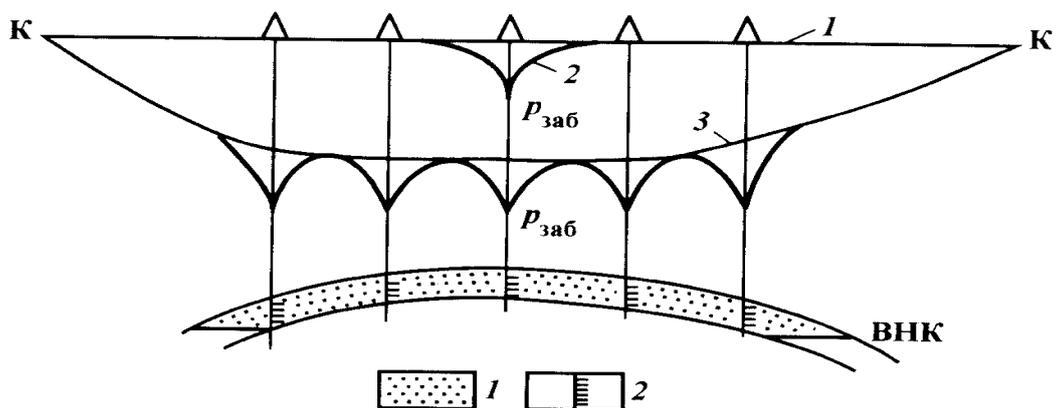


Рис. 6.2 Схематический профиль приведенного давления залежи при естественном водонапорном режиме:
а – залежь; *б* – интервал перфорации. Давление: 1 – начальное пластовое (приведенное), 2 – в пласте возле первых, введенных в разработку скважин, 3 – приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин); $P_{заб}$ – забойное давление; *К* – контур питания

Давление в пласте у забоя скважины при ее работе называют **забойным давлением $P_{заб}$** . По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом.

Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению **текущего (динамического) пластового давления**.

Кривая 3 на рисунке 6.2, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды или другого рабочего агента (в приведенном случае – при разрезании залежи на блоки) показан на рисунке 6.3. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх.

Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное пластовое давление на 15 – 20%, а иногда и более.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах. Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значения забойного давления в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового – после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважине показан на рисунке 6.4.

Динамическое пластовое давление залежи в целом освещается замерами его в скважинах, останавливаемых в последовательности, обеспечивающей неизменность условий дренирования залежи в районе исследуемой скважины.

Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин.

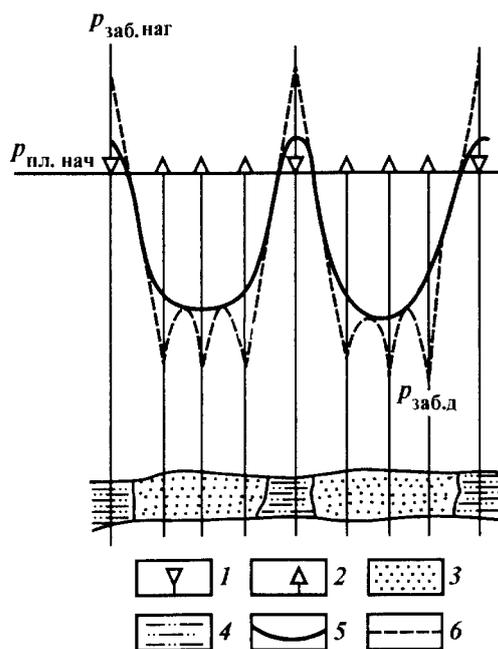


Рис. 6.3 Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды:

Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; части пласта: 3 – нефтенасыщенные, 4 – промытые водой, 5 – динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); 6 – локальные воронки депрессии (репрессии); $P_{пл.нач}$ – начальное пластовое (приведенное) давление; забойное давление: $P_{заб.наг}$ – в нагнетательной скважине; $P_{заб.д}$ – в добывающей скважине

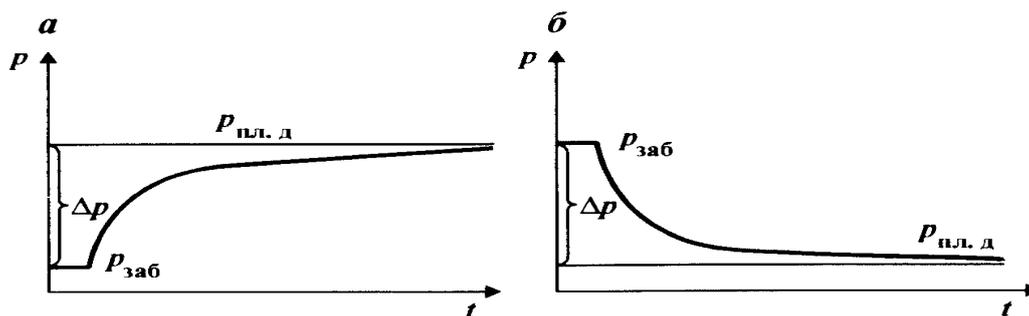


Рис. 6.4 Кривая восстановления давления в остановленной скважине: а – добывающей; б – нагнетательной. Давления: $P_{пл.д}$ – пластовое динамическое; $P_{заб}$ – забойное

6.2.2 Карты изобар

Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в целом в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар. **Картой изобар** называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях – при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

На практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени – до одного – двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время.

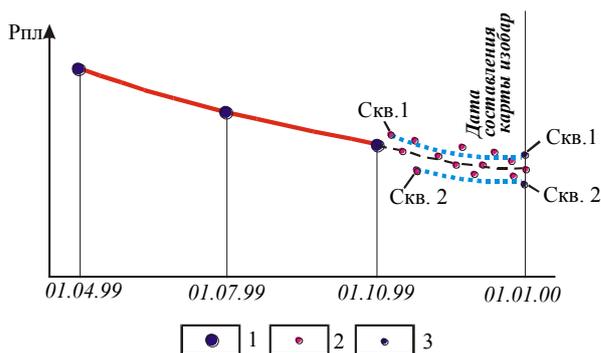


Рис.6 .5. Схема приведения замеренных значений $P_{пл}$ в скв.1 и 2 к дате построения карты изобар:

1 – средние значения пластового давления по площади по последним картам изобар;
 2 - значения пластового давления по площади, полученные по скважинам в последнем квартале;
 3 – приведенные во времени значения пластового давления в скв. 1 и 2 (аналогично приводятся по всем скважинам)

Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему. Среднее взвешенное давление по площади $\bar{P}_{пл.f}$ находят по формуле

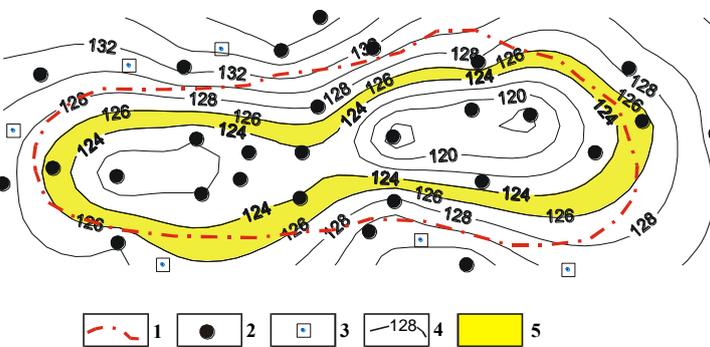


Рис. 6.6. Карта изобар:
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины; 3 – законтурные (пьезометрические) скважины; 4 – изобары, атм; 5 – элемент залежи между соседними изобарами

$$\bar{P}_{пл.f} = \left[\sum_{i=1}^n p_i f_i \right] / F, \quad (6.2)$$

где p_i – среднее арифметическое давления в пределах i -го элемента залежи между соседними изобарами; f_i – площадь i -го элемента залежи,

Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (рис. 6.5, сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.

Карта изобар (рис. 6.6) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).

замеряемая по карте; F – площадь залежи; n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $\bar{P}_{nl.V}$ – последовательно выполняют следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте-, газонасыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i , и h_i для элементов площади между отдельными изопахитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p – приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения карты нефте-, газонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным замеренных значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s , между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$.

4. Находят среднее значение $\bar{P}_{nl.V}$ по формуле

$$\bar{P}_{nl.V} = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / \left(\sum_{i=1}^m h_i f_i \right) = \left(\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right) / V, \quad (6.3)$$

где V – нефте-, газонасыщенный объем залежи; n – количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m – количество элементов площади залежи с разными средними значениями h .

В настоящее время расчеты средневзвешенных давлений осуществляются на компьютерах.

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как *среднее взвешенное по площади* при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как *среднее взвешенное по объему* – при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как *среднее взвешенное по объему*.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологиче-

ских мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

6.2.3 Перепады давления в пласте при добыче нефти и газа, комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов

Как уже указывалось, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления – общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют **депрессией на забое скважины** $\Delta P_{\text{скв.д}}$, применительно к нагнетательной скважине – **репрессией на забое скважины** $\Delta P_{\text{скв.д}}$. В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин **перепад давления в скважине**.

В добывающей скважине забойное давление $\Delta P_{\text{заб.д}}$ меньше текущего пластового давления $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину депрессии, в нагнетательной скважине $\Delta P_{\text{заб.н}}$ больше $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину репрессии.

Соответственно перепады давления в добывающей и нагнетательной скважинах определяются выражениями:

$$\Delta P_{\text{скв.д.}} = P_{\text{пл.тек.}} - P_{\text{заб.д.}}; \quad (6.4)$$

$$\Delta P_{\text{скв.н.}} = P_{\text{заб.н.}} - P_{\text{пл.тек.}} \quad (6.5)$$

При установившейся фильтрации жидкости депрессия на забое добывающей скважины и репрессия на забое нагнетательной скважины находятся в прямой связи соответственно с дебитом по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистостью W :

$$g_{\text{ж}} = K' (P_{\text{пл.тек.}} - P_{\text{заб.д.}}); \quad (6.6)$$

$$W = K'' (P_{\text{заб.н.}} - P_{\text{пл.тек.}}) \quad (6.7)$$

Здесь K' и K'' – **коэффициент продуктивности и коэффициент приемистости скважины**, выражаемые в (т/сут)/0,1 МПа и в (м³/сут)/0,1 МПа, *характеризующие изменение дебита и приемистости скважины на единицу изменения перепада давления в скважине*. Коэффициенты K' и K'' для одной и той же скважины обычно имеют разные значения. Поэтому для скважины, сначала дававшей нефть, а затем переведенной под нагнетание воды с целью совершенствования системы воздействия, эти коэффициенты должны определяться самостоятельно при добыче нефти и при закачке рабочего агента. Дебит скважины по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистость скважины W при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям:

$$q_{ж} = \frac{2\pi k_{np} h \Delta P_{скв.д}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{np}}\right)} ; \quad (6.8)$$

$$W = \frac{2\pi k_{np} h \Delta P_{скв.н}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{np}}\right)} , \quad (6.9)$$

где k_{np} – проницаемость пласта; h – толщина пласта;

$\Delta P_{скв.д(н)} = P_{пл} - P_{заб}$ в добывающей (нагнетательной) скважине;

R_k – радиус условного контура питания скважины; r_{np} – приведенный радиус скважины; и μ , – вязкость нефти и воды.

Радиус условного контура питания скважины R_k принимают равным половине расстояния между скважинами.

Приведенный радиус скважины r_{np} – радиус условной совершенной скважины, принимаемой в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей те же дебит и депрессию.

Из сопоставления формул 6.6, 6.7 и 6.8, 6.9 следует:

$$K' = (2\pi k_{np} h) / [\mu_n \ln(R_k / r_{np})], \quad (6.10)$$

$$K'' = (2\pi k_{np} h) / [\mu_g \ln(R_k / r_{np})]. \quad (6.11)$$

Соответственно, **коэффициенты продуктивности и приемистости** представляют собой **комплексные характеристики** добывных возможностей и приемистости скважины.

На практике коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины **методом установившихся отборов**. Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких стабилизировавшихся режимах работы скважины. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы, рис. 6.7). При фильтрации жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке.

По добывающим скважинам при больших значениях дебита они могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин при значительном снижении забойного давления. По нагнетательным скважинам основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие микротрещин в пласте по мере увеличения забойного давления.

Уравнение прямолинейной индикаторной линии добывающей нефтяной скважины имеет вид

$$P_{пл} - P_{заб} = q_{жс} / K' \quad (6.12)$$

При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициент $K'(K'')$ остается постоянным в интервале исследованных режимов и численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления.

На искривленном участке индикаторной кривой коэффициент продуктивности (приемистости) изменчив и для каждой точки кривой

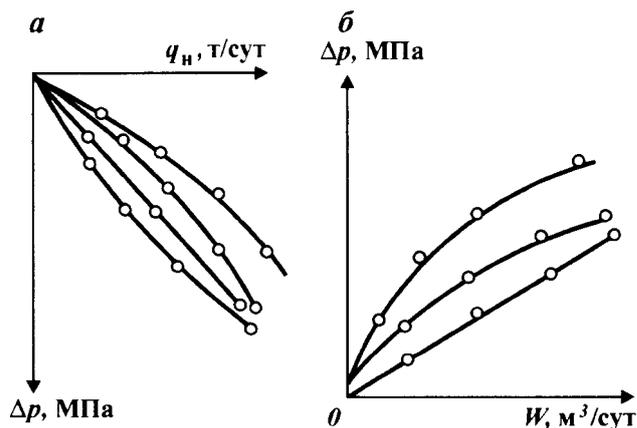


Рис. 6.7. Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин:

q_n – дебит скважин по нефти; W – приемистость скважин; Δp – депрессия (репрессия) на забое скважины

определяется как отношение дебита (приемистости) к соответствующему перепаду давления. Значение коэффициента продуктивности (приемистости) используют для прогноза дебитов (приемистости) скважины при перепадах давления, допустимых в рассматриваемых геологических и технических условиях.

В промыслово-геологической практике часто пользуются удельным коэффициентом продуктивности (приемистости) $K_{уд}$, характеризующим значение

коэффициента продуктивности (приемистости) K' на одном м работающей толщины пласта h :

$$K_{уд} = K / h \quad (6.13)$$

Этот показатель используют при обосновании кондиционных значений параметров продуктивных пластов, при сравнении фильтрационной характеристики пластов разной толщины и в других случаях.

Дебит газа q_g в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$:

$$q_g = \left\{ 2\pi k_{пр} h T_{ст} / \left[P_{ат} \mu_g Z \ln(R_k / r_{пр}) T_{пл} \right] \right\} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2), \quad (6.14)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости; h – эффективная толщина; $T_{ст} = 273$ К; $T_{пл} = (273 - t_{пл})$; K – пластовая температура; $P_{ат} = 10^5$ Па; μ_g – вязкость пластового газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; R_k – условный радиус контура питания; $r_{пр}$ – приведенный радиус скважины.

В отличие от уравнения притока нефти к скважине в уравнении притока газа, дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах q_r и $(P_{пл.тек}^2 - P_{заб}^2)/q_r$ (рис. 6.8).

Уравнение индикаторной линии имеет вид

$$(P_{пл.тек}^2 - P_{заб}^2)/q_r = A + Bq_r, \quad (6.15)$$

где A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(P_{пл.тек}^2 - P_{заб}^2)/q_r$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части уравнения соответствует $1/A$, т.е

$$A = p_{AT} \mu_r Z \ln(R_k / r_{np}) \Gamma_{nl} / (2\pi k_{np} h T_{CT}). \quad (6.16)$$

По данным исследования скважин (по методу установившихся отборов) оценивается основная фильтрационная характеристика пласта – **коэффициент проницаемости**, а также **комплексные характеристики пластов**, учитывающих одновременно два – три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Ниже приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

1. Коэффициент гидрорепроводности

$$\varepsilon = k_{np} \cdot h / \mu, \quad (6.17)$$

где k_{np} – проницаемость пласта в районе исследуемой скважины; h – работающая толщина пласта; μ – вязкость жидкости или газа.

Размерность коэффициента $m^5/(H \cdot c)$. **Коэффициент**

ε – наиболее емкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.

2. Коэффициент проводимости

$$\alpha = k_{np} / \mu \quad (6.18)$$

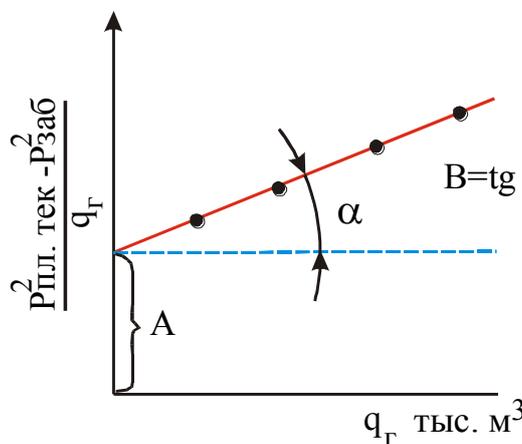


Рис. 6.8. Индикаторная диаграмма газовой скважины:

q_r – дебит скважины по газу; давление: $P_{пл.тек}$ – пластовое текущее, $P_{заб}$ – забойное

Размерность коэффициента $m^4/(H \cdot c)$: он характеризует *подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины*.

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = k_{np} / [\mu(k_{п}\beta_{жс} + \beta_c)] = \alpha / \beta, \quad (6.19)$$

где $k_{п}$ – коэффициент пористости пласта; $\beta_{жс}$ и β_c – коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды; $k_{п}\beta_{жс} + \beta_c$ – коэффициент упругоёмкости пласта β^* . Размерность коэффициента пьезопроводности – m^2/c . *Коэффициент характеризует скорость перераспределения давления в пласте* (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Общая для залежи воронка депрессии $\Delta P_{зал}$, образующаяся при эксплуатации залежи большим количеством скважин, характеризуется перепадом давления между контуром питания залежи и зоной отбора:

$$\Delta P_{скв} = P_{пл.к.} - P_{заб.д} \quad (6.20)$$

где $P_{пл.к.}$ – пластовое давление на контуре питания залежи;

$P_{заб.д}$ – среднее забойное давление в действующих добывающих скважинах (давление в зоне отбора).

При естественном водонапорном режиме $P_{пл.к.}$ принимается равным начальному пластовому давлению. При искусственном воздействии на пласт в качестве контура питания принимают расположение нагнетательных скважин. При расположении нагнетательных скважин рядами контуром области питания будут линии, соединяющие забои нагнетательных скважин. За $P_{пл.к.}$ принимают среднее динамическое пластовое давление на этих линиях (пластовое давление в зоне нагнетания).

При естественном водонапорном режиме значение $\Delta P_{зал}$ можно изменить только путем изменения $P_{заб.д}$. Одно из преимуществ искусственного воздействия на пласт состоит в том, что в условиях его применения значение $\Delta P_{зал}$ можно изменить путем изменения как $P_{пл.к.}$, так и $P_{заб.д}$.

Депрессия на забое скважины и перепад давления между контуром питания и зоной отбора находятся в прямой зависимости друг с другом и с дебитом скважины. Изменение одного из этих трех параметров влечет за собой изменение двух других в ту же сторону и настолько же процентов.

6.2.4 Контроль температуры пластов в скважинах

В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт (заводнение с использованием холодной воды, теплофизические, термохимические методы), происходит измене-

ние теплового режима продуктивных пластов. Это изменение ощутимо влияет на свойства пластовых жидкостей и, следовательно, на условия разработки эксплуатационных объектов. Поэтому необходима постановка систематического контроля за отклонениями пластовой температуры в интервалах продуктивной части разреза скважин от природных геотерм. Температурные замеры в скважинах используются также для изучения работы фонда скважин.

В условиях применения внутриконтурного заводнения нагнетание больших масс холодной воды вызывает некоторое снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и прилегающих добывающих скважин. На некоторых залежах это становится причиной ухудшения условий извлечения нефти из недр. Это особенно характерно для разработки залежей с высоким содержанием парафина в нефти и с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к природной пластовой. Снижение температуры в пласте в этих условиях может вызывать выпадение в пустотах породы части парафина в виде твердого вещества и образование нефтепарафиновой смеси с пониженной подвижностью в пластовых условиях.

Правильная постановка температурных исследований на таких месторождениях позволяет проверять точность теоретического описания скорости и закономерностей изменения теплового режима, масштабов явления, оценивать его влияние на нефтеотдачу и на основе этого намечать или корректировать ранее намеченные мероприятия по управлению процессом разработки.

При разработке нефтяных залежей с заводнением комплекс температурных исследований предусматривает:

- контроль за температурой нагнетаемой в пласты породы;
- наблюдение за изменением геотермических условий продуктивных горизонтов;
- выделение работающих пластов в скважинах;
- контроль за техническим состоянием нагнетательных и добывающих скважин.

Замеры температуры нагнетаемой воды на поверхности имеют большое значение, поскольку после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины. Таким образом, замеры на поверхности обеспечивают контроль за изменением температуры воды, поступающей в пласты. Температура используемой для нагнетания в пласт воды из поверхностных источников подвержена сезонным изменениям.

Для наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов с определенной периодичностью проводят температурные измерения в сети продолжительно простаивающих скважин - специально пробуренных контрольных и оценочных, простаивающих после бурения, а также в зумпфах временно остановленных скважин. Наиболее надежные данные получают в неперфорированных скважинах.

Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от начальной геотермы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме отражает изменение пластовой температуры. Скорость и масштабы развития температурных аномалий зависят от скорости фильтрации жидкости и продолжительности нагнетания воды. Наибольшее снижение температуры обычно присуще наиболее проницаемой части пласта, по которой происходит опережающее перемещение воды.

Важно учитывать, что скорость формирования и перемещения фронта аномальных температур (в рассматриваемом случае – фронта охлаждения) отстает от скорости перемещения фронта вытеснения, поскольку первые порции воды прогреваются до температуры пласта. Благодаря этому в высокопроницаемых прослоях, по которым происходит ускоренное продвижение воды, охлаждение пород может не ухудшать условий вытеснения нефти, но их охлаждение может сопровождаться некоторым снижением температуры в соседних по разрезу менее проницаемых прослоях и пластах, в которых скорость перемещения фронта вытеснения намного меньше. Это может приводить к повышению вязкости нефти в них и к ухудшению условий вытеснения нефти. Выявление таких частей продуктивного разреза имеет большое значение для оценки возможных потерь нефти в условиях закачки холодной воды для принятия решения о целесообразности нагнетания в пласты горячей воды.

Получаемые в результате температурных исследований скважин данные обобщают в виде таблиц, карт, профилей, отражающих распределение температуры в пределах эксплуатационного объекта.

Контроль за изменением теплового режима залежей при других методах воздействия на пласты, вызывающих изменения их температуры, проводится аналогичным образом.

Термометрические исследования нагнетательных скважин дают возможность достаточно надежно выделять в них пласты, принимающие воду. Поскольку такие пласты тесно коррелируются с работающими в добывающих скважинах, эти исследования дают ценную информацию для оценки охвата пластов процессом заводнения. Метод термометрии имеет определенные преимущества перед методом потокомет-

рии, применяемым для решения этой же задачи. Он дает возможность выделять истинно заводняемые интервалы продуктивных пластов, в то время как потокометрия выделяет интервалы перфорации, принимающие воду, среди которых могут быть и те, куда вода поступает в связи с сообщаемостью этих интервалов с истинно поглощающими пластами в результате нарушения цементного камня за колонной.

Периодическое снятие температурных кривых в водонагнетательных скважинах при остановках и сравнительный их анализ позволяют выявлять изменения режима работы пластов, случаи выключения ранее действовавших пластов из работы и др.

Изучение температурных условий в скважинах дает возможность определять и их техническое состояние. Так, по данным термометрии можно выявить один из наиболее опасных для процесса разработки дефектов скважины – низкое качество цементирования, приводящее к перетокам жидкостей по затрубному пространству в неперфорированные пласты – продуктивные или водоносные. Перетоки воды в нагнетательной скважине в пласты, не вскрытые перфорацией, фиксируются распространением отрицательной температурной аномалии за пределы поглощающего перфорированного пласта.

В добывающих скважинах методом термометрии могут быть выявлены место притока верхней воды через нарушение колонны, поступление воды по заколонному пространству из нижнего неперфорированного пласта и др. Термометрические исследования целесообразно комплексовать с изучением химического состава вод, получаемых из скважин.

6.3 Контроль за изменением свойств нефти, газа и воды в процессе разработки

Контроль изменения свойств нефти в процессе разработки. Контроль за изменением свойств нефти проводится после отбора глубинных проб специальными пробоотборниками.

В лаборатории отобранные глубинные пробы исследуют на установках для анализа проб пластовых (газонасыщенных) нефтей. Нефть из глубинного прибора в установку переводят с помощью блока перевода без нарушения естественных условий. Пробу в установке перемешивают. Установка позволяет определять давление насыщения нефти газом, коэффициент сжимаемости, газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку нефти, температуру начала кристаллизации парафина, исследовать процессы разгазирования нефти при разных температурах.

Глубинный пикнометр предназначен для оперативного измерения прямым методом плотностей нефти и воды. Принцип его действия состоит в том, что пробу пластовой жидкости забирают на заданной глубине скважины в специальную пикнометрическую капсулу известного объема, которую после извлечения прибора из скважины взвешивают на рычажных весах. При этом отпадает необходимость в лабораторной имитации пластовых условий.

Глубинный вискозиметр предназначен для измерения динамической вязкости пластовых нефти и воды непосредственно в условиях НГДУ.

Глубинный экспансиметр предназначен для оперативного измерения в условиях НГДУ коэффициента объемной упругости (коэффициента сжимаемости) пластовой нефти и воды. Действие его основано на принципе сообщающихся сосудов, согласно которому изменение давления в одном сосуде вызывает соответствующее изменение давления в смежном сосуде.

Глубинный сатуриметр предназначен для оперативного измерения величины давления насыщения непосредственно в скважинных условиях. Он выполнен в виде трубы, объединяющей пробозаборную камеру и регистрирующий манометр. На заданной глубине в пробозаборную камеру поступает проба нефти и герметично отсекается в ней. Специальное устройство производит расширение нефти в пробозаборной камере, а регистрирующий манометр фиксирует соответствующее давление.

Контроль изменения свойств воды в процессе разработки. Контроль изменения свойств воды в процессе разработки осуществляется путем отбора проб глубинными пробоотборниками или на устье скважины с последующим их анализом. Анализы вод производят как в стационарных, так и в полевых гидрохимических лабораториях.

При исследовании вод в первую очередь определяют ионы СН , НСО_3 , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , а также плотность и рН воды.

Для изучения изменения газовой фазы пластовой воды (CO_2 , H_2S и др.) пробы необходимо отбирать глубинными пробоотборниками и исследовать в стационарной лаборатории.

Сравнение ряда анализов пластовой воды на различные даты позволяет охарактеризовать происходящие в пласте процессы и предпринять меры для предотвращения нежелательных явлений, таких, как выпадение гипса в призабойной зоне скважины.

Контроль изменения свойств газа в процессе разработки. Для определения состава газа пробы его, отобранные пробоотборниками непосредственно из скважины или из газосепаратора на устье скважины, анализируют в лабораторных условиях. Для покомпонентного ана-

лиза газа, не содержащего конденсат, используют газовые хроматографы.

Хроматография заключается в разделении сложных смесей газов на индивидуальные компоненты при их движении вдоль слоя сорбента. Сорбент, находящийся в хроматографической колонке, разделяет сложную анализируемую газовую смесь на временную последовательность бинарных смесей газа-носителя с одним из анализируемых компонентов (метаном, этаном, пропаном, бутаном, пентаном, гексаном). После прохождения бинарных смесей через газоанализатор получают хроматограмму – последовательность пиков, каждый из которых характеризует содержание определенного компонента в анализируемой смеси в %. Время хроматографического анализа одной пробы газовой смеси на современных хроматографах около 6 мин.

При разработке газоконденсатных месторождений кроме контроля динамики состава газа необходимо проводить контроль за газоконденсатной характеристикой (ГКХ). При контроле за ГКХ пробы газа отбирают с помощью передвижных стационарных установок и затем исследуют на лабораторной установке фазовых равновесий, основной частью которой является термостатируемый сосуд высокого давления изменяемого внутреннего объема – бомба *PVT*. После исследования рекомбинируемой пробы пластового газа начального состава, полученной соединением проб газа сепарации и нестабильного конденсата в заданных соотношениях, на бомбе *PVT* на различных режимах строят кривую потенциального содержания группы компонентов C_{5+6} (пентан+вышекипящие) в добываемом газе q (в $\text{см}^3/\text{м}^3$ или $\text{г}/\text{м}^3$) в зависимости от текущего пластового давления. Контроль за составом газа при разработке газоконденсатных месторождений проводят периодически.

6.3.1 Геолого-промысловые исследования скважин

Если скважина эксплуатирует объект, состоящий из одного пласта, то вся информация, получаемая в целом по скважине (дебит, обводненность, газовый фактор, давление и др.), относится именно к этому пласту и характеризует только его работу. Следовательно, эта информация может оказаться достаточной для осуществления контроля за работой однопластового объекта.

Положение существенно меняется, если в объект разработки объединены несколько в той или иной степени изолированных друг от друга пластов и прослоев. Как правило, в этих условиях из-за различия коллекторских свойств самостоятельных пластов и прослоев, разрабатываемых общим фильтром, воздействие на каждый из них через нагне-

тательные скважины бывает различным. В наиболее проницаемые пласты будет поступать основная часть закачиваемой воды и соответственно в них поднимается пластовое давление. В часть малопроницаемых прослоев вода вообще не поступит, и динамическое давление в них снизится до уровня забойного. В результате этого в добывающих скважинах разные пласты и прослой будут работать по-разному, причем часть из них вообще не будет отдавать нефть. Отсюда следует, что по информации, получаемой из скважины о работе объекта в целом, невозможно судить о работе каждого пласта в отдельности, если они эксплуатируются общим фильтром.

В настоящее время для определения работы пластов многопластового объекта разработан целый ряд приборов и методов исследования. Причем для получения надежных результатов часто комплексуют замеры разными приборами. В добывающих скважинах обычно применяют методы механической и термокондуктивной дебитометрии, термометрии, плотнометрии, влагометрии, резистивиметрии. В нагнетательных скважинах используют механическую и термокондуктивную расходомерию, термометрию, закачку меченых веществ. Кроме этих прямых методов судить о работе пластов многопластового эксплуатационного объекта позволяют данные фотоколориметрии нефти, гидродинамических исследований по взаимодействию скважин, геолого-промыслового анализа, детальной корреляции разрезов скважин и т. п.

Методы механической и термокондуктивной потокометрии.

Метод механической потокометрии основан на фиксации скорости потока по стволу скважины с помощью перемещаемого на кабеле прибора с датчиком турбинного (вертушка) или реже поплавкового и другого типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение ствола скважины в месте установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и измеряя скорость вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, проходящей через его сечение на разных глубинах и, следовательно, определяют приток (расход) из каждого перфорированного пласта или интервала.

Данные замеров представляют в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного измеренного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебит (приемистость) каждого из пластов или интервалов разреза.

В настоящее время применяют в основном приборы дистанционного действия, обеспечивающие передачу и регистрацию показаний на поверхности.

Применение гидродинамических дебитомеров имеет ряд ограничений, главные из них – низкая чувствительность к потоку в диапазоне малых и средних скоростей (даже в пакерном варианте) и большое влияние на показания механических примесей в потоке, которые засоряют узел чувствительного элемента.

От этих недостатков в значительной мере свободны термокондуктивные дебитометры СТД. Чувствительность беспакерного термокондуктивного дебитометра в некоторых случаях может быть выше чувствительности пакерных дебитомеров с механическими датчиками.

На показания СТД влияет загрязнение датчика нефтепродуктами (нефть+парафин в скважинах со слабыми потоками флюидов). Основной элемент СТД – датчик-резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру среды. Датчик включен в мостовую схему, при помощи которой наблюдается изменение его сопротивления при постоянной величине подводимого электрического тока. По величине этого измерения можно судить о температуре датчика и скорости потока, а следовательно, и о дебите пласта. К настоящему времени разработана конструкция термокондуктивного дебитометра диаметром 36 мм. Для исследования фонтанных и нагнетательных скважин широко применяется комплектация глубинных приборов.

Применение гамма-плотнометра совместно с ДГД и СТД позволяет изучить отдачу и производительность отдельных интервалов и характер отдачи. Оценка характера отдачи необходима при исследовании скважины с высокой обводненностью продукции. При благоприятных геологических условиях (наличие глинистого раздела) обводненный пласт может быть изолирован при капитальном ремонте и тем самым снижается процент обводненности продукции в данной скважине.

При использовании материалов потокометрии необходимо четко представлять, что они не всегда достаточно полно отражают работу пластов. Это связано с тем, что, строго говоря, все разновидности механической и термокондуктивной потокометрии фиксируют работу фильтра (перфорационных отверстий), а не самого пласта.

Этими методами наиболее уверенно выделяются работающие и неработающие пласты многопластового объекта, отделенные друг от друга непроницаемыми разделами при неременном условии надежной их изоляции друг от друга в заколонном пространстве. Только в этих условиях можно отождествлять работу фильтра и пластов.

При некачественном цементировании и наличии заколонной циркуляции работа пластов не соответствует работе фильтра и данные потокометрии могут привести к ошибочным заключениям.

Перед проведением измерений при помощи глубинных дистанционных приборов необходимо тщательно ознакомиться со всеми геолого-промысловыми материалами по эксплуатационному журналу. Скважина должна быть подготовлена согласно правилам техники безопасности. Глубину спуска в скважину измеряют одним из следующих способов: по механическому счетчику глубины; по магнитным меткам; визуально по контрольным меткам, с привязкой по диаграммам гамма-каротажа или локатора муфт.

Термометрия. В комплексе с ДГД, СТД и гамма-плотномером проводится также термометрия.

Использование этого метода предусматривает снятие температурных кривых в продуктивной части разреза, что позволяет выделить работающие и неработающие пласты. Особенно он результативен в нагнетательных скважинах.

Термические исследования скважин – одно из важнейших средств изучения гидродинамического состояния продуктивных пластов.

При решении специальных задач, например, при выявлении интервала обводнения в перфорированном нефтяном пласте, хорошие результаты могут быть получены с помощью потенциал-термометра, дающего информацию как об относительных перепадах температуры, так и об изменении величины абсолютной температуры при условии, что чувствительность таких термометров будет достаточно высокой.

Физико-химические методы выявления работающих пластов. Выявление работающих пластов с помощью физико-химических методов основано на различных химических составах нефти и пластовой воды даже в близко расположенных пластах.

Нефть, являясь смесью углеводородов различного состава, обладает различными физическими свойствами. Химический состав нефти, ее вязкость оказывают значительное влияние на коэффициент светопоглощения K_{cn} . Величина K_{cn} значительно изменяется не только по различным пластам, но и в пределах одного пласта она может изменяться в 2,5 – 5 раз в зависимости от положения скважины на структуре и от расстояния до контакта нефть-вода.

Для массовых определений K_{cn} пробы нефти отбирают из пробоотборных краников манифольда скважин в чистый стаканчик в объеме 10 – 15 см. Пробирку с нефтью плотно закрывают и заворачивают в плотную бумагу. В лаборатории K_{cn} определяют не более чем через 7 сут после отбора из-за возможного испарения легких фракций и частичного окисления нефти. Определение K_{cn} нефти проводят на фотоэлектроколориметрах типа ФЭК.

Для определения наличия притока нефти из того или иного пласта многопластового месторождения и его относительной величины необходимо знать эталонную величину K_{cn} для каждого пласта.

Величины притоков

$$q_1 = (K'_{cn} + K_{cn}) / (K'_{cn} - K''_{cn}), q_2 = 1 - q_1; Q_1 = Q \cdot q_1; Q_2 = Q \cdot q_2; \quad (6.21)$$

где K'_{cn} , K''_{cn} , K_{cn} – коэффициенты светопоглощения нефти соответственно из первого, второго пластов и добываемой смеси; q_1, q_2 – отношения дебитов первого и второго пластов к дебиту скважины; Q_1, Q_2, Q – абсолютные дебиты первого, второго пластов и скважины.

Определение гидродинамической связи между пластами. Для определения гидродинамической связи между пластами используют следующие методы.

1. Методы, основанные на анализе добываемой нефти и воды из скважины, учитывающие различия их свойств по отдельным пластам. При наличии гидродинамической связи между пластами из исследуемой скважины добывают смесь флюидов, насыщающих различные пласты, и их свойства отличаются от свойств эталонных проб. При этом может использоваться эффект изменения K_{cn} смеси по сравнению с эталонными образцами по пласту, эффект изменения в смеси нефтей концентрации редких элементов – кобальта или ванадия, определяемой нейтронно-активационным, рентгено-радиометрическим, атомно-абсорбционным способами.

2. Методы, основанные на закачке в один из пластов (наличие гидродинамической связи между которыми не выяснено) радиоактивных изотопов или жидкостей с добавкой индикаторов с последующим анализом проб нефти или воды из контрольной скважины.

3. Применение собственно гидродинамических методов. Можно использовать метод гидропрослушивания, при котором, изменяя режим работы скважин на одном из пластов, улавливают импульс от этого изменения в наблюдательных скважинах другого пласта.

6.4. Контроль за перемещением ВНК и ГНК

При решении таких геолого-промысловых задач, как регулирование продвижения контуров нефтегазоносности, оценка текущих коэффициентов нефтеотдачи, заводненного объема и других, необходимо знание текущего положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов (ТВНК, ТГНК, ТГВК).

В настоящее время разработаны методические основы определения ВНК, ГВК и положения заводненных пластов практически для любых геолого-физических условий продуктивных пластов. К их числу относят

как прямые методы, такие, как контроль по данным обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические, так и косвенные, основанные на систематизации и комплексном обобщении различной геолого-промысловой информации.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды в залежь на основании систематического наблюдения за динамикой обводнения добывающих скважин. Этот метод наиболее простой и не требует применения специальных приборов.

Появление воды, вытесняющей нефть, в ранее безводных скважинах, может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована только верхняя нефтенасыщенная часть пласта, то начало ее обводнения обычно связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда поверхность текущего ВНК достигает нижних отверстий.

Однако следует учитывать, что в случае монолитного пласта из-за разрушения глинистой корки в заколонном пространстве в скважине может появиться вода, когда текущий ВНК еще находится ниже перфорационных отверстий на 2-3 м.

Для определения положения текущего ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважин предложены различные формулы и эмпирические зависимости. Однако точность количественных определений положения текущего ВНК этим способом обычно крайне низка. Поэтому показатели обводненности скважин пригодны лишь для качественных суждений: если обводненность низкая – текущий ВНК находится в нижней части интервала перфорации, а если высокая – то в его верхней части. В высокопроницаемых однородных пластах, когда вертикальная проницаемость близка к горизонтальной, появление воды в скважине может быть связано с образованием конуса подошвенной воды.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной во внутреннем контуре нефтеносности залежи, указывает на то, что текущий внутренний контур в районе этой скважины переместился. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через разные скважины, можно фиксировать его положение на разные даты и определять скорость перемещения на различных участках залежи. Переход скважины на работу чистой водой (полное обводнение) указывает на прохождение через эту точку залежи текущего внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключают при обводненности 96 – 98 %.

Метод контроля по данным об обводненности скважины полезно комплексировать с гидрохимическими методами, основанными на наблюдениях за изменением химического состава воды, добываемой вместе с нефтью. Особенно это важно, если на залежи происходит подъем ВНК и контуры нефтеносности продвигаются одновременно с перемещением фронта закачиваемой воды.

Данные о начале обводнения скважины закачиваемой водой (обычно отличающейся по химическому составу от пластовой) дают возможность достаточно уверенно фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. Однако при этом нельзя судить о том, по какой части толщины пласта закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая её часть на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Эффективность контроля заводнения пластов по данным обводнения скважин существенно зависит от соотношения вязкостей нефти и вытесняющей воды. Чем меньше это соотношение, тем теснее связь между обводненностью скважин и соотношением заводненной и нефтенасыщенной частей пласта в интервале перфорации. При соотношении вязкостей более 1,5-2,0 такая связь уже полностью отсутствует, и даже при весьма высокой обводненности скважин в пределах интервала перфорации и ниже него могут оставаться участки пласта с высокой нефтенасыщенностью.

Применяя метод контроля по обводнению скважин, всегда надо иметь в виду, что появление воды может быть связано не только с технологическими причинами – заводнением пластов, но и с техническими – некачественное цементирование, не герметичность колонны и др. Поэтому для анализа следует привлекать только те данные по обводненности, которые получены по технически исправным скважинам, в которых исключена заколонная циркуляция.

Использование данных об обводнении скважин для контроля заводнения многопластовых объектов значительно менее эффективно, чем для однопластового объекта. Ими можно пользоваться лишь в том случае, если точно известно, в какой из пластов многопластового объекта внедрилась вода. Если же в скважине воду дают два или большее количество пластов, информация об обводнении скважин для целей контроля практически непригодна. Поэтому в многопластовых объектах система контроля заводнения пластов основывается на других методах.

6.5 Контроль за заводнением и охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения

При разработке газовых месторождений, которая осуществляется на природных режимах в условиях непрерывного снижения пластового давления при большой подвижности газа, обычно весь объем залежи представляет собой единую газодинамическую систему, все точки которой взаимодействуют между собой. В этих условиях практически весь объем залежи включается в процесс дренирования.

При разработке нефтяных месторождений с заводнением осуществляется направленное вытеснение нефти водой путем воздействия на продуктивные пласты закачкой воды. В этом случае полнота дренирования объема залежи зависит от полноты охвата продуктивных пластов воздействием.

Степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку характеризуется коэффициентом охвата продуктивных пластов воздействием (коэффициентом охвата). Под **коэффициентом охвата** понимают отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного на определенную дату воздействием, ко всему нефтенасыщенному объему пласта (залежи, эксплуатационного объекта). В связи со значительной геологической неоднородностью большинства объектов разработки, прерывистостью, расчлененностью, различием в фильтрационных свойствах слагающих их пластов и прослоев редко удается обеспечить коэффициент охвата, близкий к единице. Чем полнее принятая система разработки учитывает особенности геологического строения продуктивных пластов, тем выше коэффициент охвата, поэтому достижение возможно большей величины этого коэффициента играет решающую роль при выборе системы разработки для новой залежи.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта воздействием различают *охват по толщине*, *по площади* и *по объему*. **Коэффициент охвата по толщине** $k_{охвh}$ равен отношению нефтенасыщенной толщины, подвергшейся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной толщине объекта. В нагнетательных скважинах охваченными воздействием считаются те пласты и прослои, в которые поступает нагнетаемая вода. В добывающих скважинах к ним относят те пласты и прослои, которые «работают» – отдают нефть в условиях относительно стабильного или даже возрастающего пластового давления.

Коэффициент охвата по площади $k_{охвS}$ (определяют для каждого объекта разработки в отдельности) равен отношению площади, охвачен-

ной воздействием, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи. На практике обычно с определенной долей условности отождествляют коэффициент охвата по площади каждого отдельного пласта с коэффициентом охвата по объему.

Охват пласта заводнением значительно влияет на нефтеотдачу залежей, а следовательно, и на извлекаемые запасы. Извлекаемые запасы нефти

$$Q_{изв} = Q_z \cdot K_g \cdot K_{охв} ; \quad (6.22)$$

где $Q_{изв}$ и Q_z – запасы нефти соответственно извлекаемые и геологические; K_g – средневзвешенный коэффициент вытеснения; $K_{охв}$ – коэффициент охвата пласта заводнением.

Практически при разработке наибольшее изменение величины извлекаемых запасов связано с коэффициентом охвата пласта вытесняющим агентом, т. е. коэффициент охвата в большей степени влияет на нефтеотдачу по залежи с данными физико-химическими свойствами нефти. С ростом таких факторов, как геологическая неоднородность пласта, вязкость нефти, площадь залежи, приходящаяся на скважину, коэффициент охвата уменьшается. Этот параметр в конечном счете определяется величиной охваченной воздействием нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Для ее определения используются геологические профили, профили приемистости и отдачи по нагнетательным и добывающим скважинам.

При оценке коэффициента охвата выделяются так называемые активные, или работающие толщины пласта. Активная толщина выделяется по наивысшей и наинизшей границам профилей отдачи, снятых при различных технологических режимах работы скважины. По данным выделенных активных толщин по скважинам строят карты этих толщин по всем пластам. С помощью этих карт подсчитывают объемы пласта, охваченные заводнением, как по отдельным пластам, так и по участку в целом. Отношение объема пласта, охваченного заводнением, ко всему объему и дает коэффициент охвата пласта заводнением.

Охват пласта заводнением во времени зависит от физико-химических свойств нефти и геологической неоднородности (табл. 6.1). По неоднородным пластам с высоковязкой нефтью наибольший рост охвата пласта заводнением наблюдается при обводненности продукции на 70 % и выше, чем и объясняется отбор большого количества воды. По относительно однородным объектам с маловязкой нефтью наибольший прирост коэффициента охвата происходит при малой обводненности продукции.

Таблица 6.1

Динамика охвата пласта заводнением при различных физико-химических свойствах нефти и степени геологической неоднородности

Характеристика объектов	Обводненность продукции, %									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Неоднородные с высоковязкой нефтью	0,08	0,14	0,18	0,25	0,28	0,36	0,42	0,50	0,70	0,76
Однородные с маловязкой нефтью	0,38	0,45	0,52	0,57	0,60	0,62	0,64	0,66	0,70	0,79

6.6 Особенности контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений

Целью контроля за разработкой является организация комплекса мероприятий по наблюдению за динамикой изменения геолого-промысловой характеристики эксплуатационных объектов и продуктивности скважин. Этот комплекс включает проведение геолого-промысловых, в том числе гидродинамических, промыслово-геофизических и гидрохимических исследований и позволяет контролировать:

- изменение давления в водоносной части по контуру залежи;
- продвижение в залежи подошвенных и краевых пластовых вод;
- изменение состава добываемого пластового газа по зонам отбора;
- технологические параметры работ скважин;
- изменение продуктивных характеристик добывающих скважин, фильтрационных и емкостных параметров газоносных горизонтов, их газонасыщенность;
- техническое состояние скважин.

Для контроля за разработкой используется:

- добывающие газовые скважины;
- наблюдательные неперфорированные (так называемые «глухие») скважины, специально оборудованные для геофизических исследований;
- наблюдательные газовые скважины;
- пьезометрические скважины.

Комплекс геолого-промысловых, промыслово-геофизических и гидрохимических исследований для осуществления контроля за разработкой включает:

- замер статического давления и температур в добывающих

скважинах после их остановки на время, достаточное для полного восстановления пластового давления – обычно один раз в полгода с целью построения карт изобар (при этом по статическим давлениям рассчитываются пластовые);

- замер давлений и температур по перфорированным наблюдательным скважинам – также один раз в полгода;

- замер устьевых давлений и температур добывающих скважин на рабочих режимах по всему фонду – ежемесячно;

- гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах с записью КВД (кривых восстановления давления) на забое при их остановке – обычно один раз в год в 10-15 % фонда добывающих скважин;

- гидродинамические исследования скважин на продуктивность (на установившихся режимах) проводятся по действующему фонду, при этом по части фонда (около 25 %) – с выпуском газа в атмосферу, по специально оборудованным скважинам – с выпуском газа в промышленный коллектор – один раз в год; отбор проб газа и жидкости при режимных исследованиях осуществляется, как правило, на 15 % действующего фонда скважин;

- исследования с отбором проб жидкости для их гидрохимического анализа с определением ее количества проводятся по скважинам действующего фонда 2 раза в год, а по водопроявляющим скважинам (выносящим пластовую воду) – ежеквартально;

- газоконденсатные промышленные исследования скважин на рабочих режимах и при режимных испытаниях, дополняемые лабораторными исследованиями отобранных проб газа и конденсата проводятся на 10-15 % фонда добывающих скважин по зонам отбора – ежеквартально или один раз в полгода;

- специальные исследования по определению предельно допустимой депрессии через породоуловитель проводят на 10 % действующего фонда – один раз в год;

- исследования на вынос, механических примесей на рабочем режиме проводятся на всем действующем фонде скважин – один раз в год; контроль за техническим состоянием устья скважин проводится на скважинах эксплуатационного и наблюдательного фонда ежеквартально;

- комплексные исследования проводятся на всех выходящих из бурения скважинах с целью определения их технического состояния и продуктивности, а также на всех скважинах до и после капитального ремонта скважин (КРС) для определения эффективности ремонтов;

- замер уровня жидкости в пьезометрических скважинах проводится один –два раза в год;
- отбор устьевых проб газа по каждой зоне отбора – один раз в год;
- промыслово-геофизические исследования в газовой среде и термометрия для определения профиля притока и газонасыщенных интервалов следует проводить на 10-15 % фонда добывающих скважин – один раз в год;
- промыслово-геофизические исследования по контролю за продвижением ГВК (изменением газонасыщенности на уровне текущего ГВК) проводятся в «глухих» наблюдательных скважинах – один-два раза в год.

Перед глубинными, промыслово-геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин необходимо также проводить замеры их текущих забоев, а для определения коэффициентов гидравлического сопротивления подъемных труб (НКТ), используемых в расчетах забойных давлений по устьевым замерам в работающих газовых скважинах рекомендуется проводить исследования на установившихся режимах с использованием глубинных манотермометров для определения потерь давления в лифтовой колонне.

Результаты комплексных исследований по контролю за разработкой являются информационной основой для анализа разработки залежей, по данным которого проводится оценка эффективности системы разработки месторождения, осуществляются мероприятия по регулированию процесса выработки пластов для достижения проектных показателей или обоснования их корректировки, а также даются рекомендации по совершенствованию самой системы контроля: содержания: и периодичности первичных, текущих и специальных исследований.

Контрольные вопросы к главе 6

1. Что такое текущее нефтеизвлечение?
2. Что такое интенсивность разработки?
3. Что такое обводненность продукции?
4. Что такое промысловый газовый фактор?
5. Что такое динамическое пластовое давление?
6. Что такое приведенное пластовое давление?
7. Что собой представляет карта изобар?
8. Что такое коэффициент приемистости скважины?
9. Что характеризует коэффициент продуктивности?

10. На чем основан метод установившихся отборов?
11. Какие коэффициенты применяют при комплексной характеристике продуктивных пластов?
12. Каким коэффициентом характеризуется степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку?
13. Каким образом проводится контроль за перемещением ВНК и ГНК?
14. Что такое потокометрия и для чего ее применяют?
15. Насколько надежен метод механической термокондуктометрии?
16. Что такое депрессия и репрессия на забое скважины?
17. На чем основан метод фотоколориметрии?
18. Какие методы используют для определения гидродинамической связи между пластами?
19. Как зависит динамика охвата пласта заводнением от физико-химических свойств нефти и геологической неоднородности пласта?
20. Какие скважины используются для контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений?

7 Геолого-промысловый анализ состояния разработки эксплуатационного объекта

7.1 Основные стадии разработки и их характеристики

Анализ состояния разработки длительно эксплуатируемых месторождений как в нашей стране, так и за рубежом показал, что в этом процессе можно выделить четыре стадии (рис. 7.1).

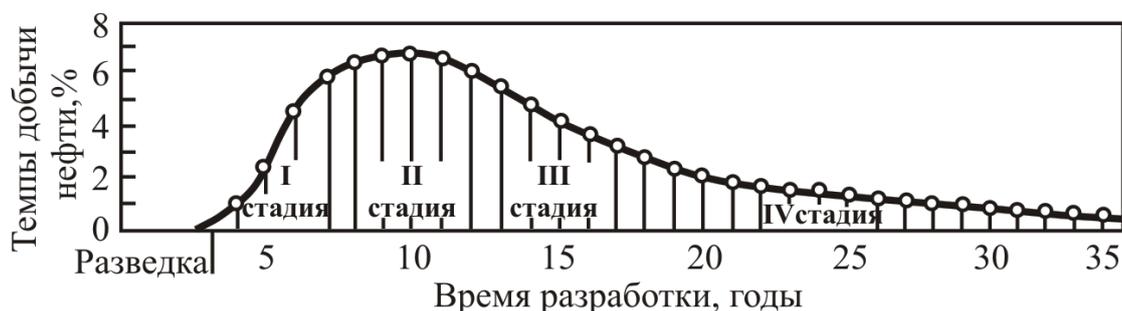


Рис. 7.1 Стадии разработки эксплуатационного объекта

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

Эту стадию разработки характеризуют главным образом темпы роста добычи нефти, обуславливающие ее продолжительность. Темпы роста добычи в этой стадии медленнее, а продолжительность стадии больше на объектах с большими площадью нефтеносности, глубиной залегания продуктивных пластов и усложненными геологическими условиями бурения скважин. По разным объектам продолжительность I стадии изменяется от одного года до 7 – 8 лет и более.

II стадия – стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи (максимальным темпом разработки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки;

Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их геолого-промысловых характеристик и могут изменяться в широких пределах от 3 – 4 до 16 – 20% и более в год от начальных извлекаемых

запасов. Геологические факторы, обуславливающие увеличение продолжительности I стадии разработки, снижают и величину максимальных темпов разработки. Так, при большой площади нефтеносности в связи с большой продолжительностью I стадии II стадия начинается, когда разбурено лишь 60 – 70% площади эксплуатационного объекта, т. е. когда не все запасы вовлечены в разработку. К этому времени уже начинается снижение добычи в разбуренной части объекта вследствие обводнения скважин. Дальнейшее разбуривание и ввод новых скважин позволяют лишь компенсировать падение добычи по ранее пробуренным скважинам, т. е. приводят к увеличению продолжительности II стадии разработки. Таким образом, продолжительность I стадии и темпы добычи нефти на II стадии тесно взаимосвязаны.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от 1 – 2 годов до 5 – 8 лет.

Наименьшая продолжительность характерна:

- для залежей с повышенной относительной вязкостью пластовой нефти (более 5), по которым максимальные темпы разработки обычно не превышающие 7 – 8%, не удается удерживать в течение продолжительного времени из-за прогрессирующего обводнения скважин;
- для высокопродуктивных залежей небольшого размера, по которым достигнут весьма высокий темп добычи нефти.

Доля извлекаемых запасов, отбираемая к концу II стадии, т. е. к началу падения добычи нефти, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При малых значениях μ_0 (менее 5) она составляет около 50 %, а при более высоких значениях – 25 – 30 %.

III стадия – стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения под закачку воды дополнительных скважин, продолжают бурение резервных скважин, выполняют изоляционные работы в скважинах, начинают форсированный отбор жидкости из обводненных скважин, проводят другие мероприятия по управлению процессом разработки;

На этой стадии из разных объектов отбирается 30 – 50 % извлекаемых запасов нефти. Нарастающая в этот период обводненность продукции усложняет работу по извлечению нефти из пластов. Резко возрастает объем мероприятий по регулированию разработки, осуществляемых с целью замедления падения добычи и ограничения отборов попутной воды, уже не выполняющей полезной работы по вытеснению нефти из пластов.

IV стадия – завершает период разработки: характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии выполняют те же виды работ по регулированию разработки.

Продолжительность IV стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии из объектов при темпах разработки 2 % и менее (средние темпы около 1 %) отбирается 10 – 25 % извлекаемых запасов нефти.

Границы между стадиями разработки устанавливают следующим образом.

Ко II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10 %. Предшествующие II стадии годы относят к I стадии разработки. Следующие за II стадией годы называют завершающим периодом. В литературе границу между II и III стадиями проводят между последним годом II стадии и первым после него годом с добычей, отличающейся от максимальной более чем на 10 %.

Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение, в которой темп разработки равен 2 %.

Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую нередко I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV – в поздний периоды разработки.

На газовых эксплуатационных объектах весь период разработки одни специалисты подразделяют на три стадии, другие – **на четыре**. В первом случае III стадия отвечает III+IV стадиям разработки нефтяных объектов. Период разработки газовых залежей так же, как и нефтяных, следует делить на четыре стадии.

I стадия – период бурения первой очереди добывающих скважин и наращивания добычи газа.

II стадия – период относительно постоянной высокой добычи, поддерживаемой дополнительным бурением скважин и при возможности – увеличением депрессии в скважинах.

III стадия – период интенсивного падения добычи.

IV стадия – завершающий период разработки, характеризующийся низкими отборами газа.

Для небольших залежей с запасами до 3 млрд м³ основные показатели динамики добычи газа изменяются в широком диапазоне значений. Это обусловлено различиями в их продуктивности, в количестве добывающих скважин, в темпах освоения залежей. С увеличением размеров залежей диапазон значений показателей сужается, особенно для крупных по запасам залежей, служащих источниками снабжения газом уда-

ленных потребителей, заинтересованных в продолжительных устойчивых поставках газа. Задачи газоснабжения обуславливают необходимость продления II стадии разработки и, следовательно, некоторого ограничения темпов разработки в этом периоде.

Продолжительность **I стадии** на залежах с запасами газа до 3 млрд м³ часто не превышает одного года, иногда эта стадия совсем отсутствует, но нередко она продолжается 10 лет и более. На объектах с запасами 20 – 50 млрд м³ она длится от 2 до 10 лет, а на более крупных объектах – от 4 до 10 лет.

Продолжительность **II стадии** по залежам с запасами до 50 млрд м³ в большинстве случаев находится в пределах от одного года до 10 лет, по более крупным залежам – от 4 до 10 лет. Среднегодовые темпы добычи на II стадии на залежах с запасами до 3 млрд м³ изменяются в пределах от 5 до 30%, с запасами 3 – 50 млрд м³ обычно от 5 до 13%, на более крупных залежах примерно от 5 до 8%.

К концу II стадии, т. е. к началу интенсивного падения добычи, из большинства объектов отбирается 40 – 70% балансовых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу этого периода 60 – 70% балансовых запасов. Это существенно отличает динамику добычи газа от динамики добычи нефти. Как уже отмечалось, из нефтяных эксплуатационных объектов к началу падения добычи отбирается 25 – 50% извлекаемых запасов, что соответствует всего 15 – 35% балансовых запасов. Таким образом, на газовых объектах к концу II стадии достигается намного более высокое текущее газоизвлечение.

На **III стадии** из газовых объектов отбирают 20 – 30% запасов газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при упруговодонапорном режиме). Продолжительность III стадии и соответственно скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяются характером динамики добычи газа на первых двух стадиях.

IV стадия, завершаемая при приближении к минимальной рентабельной добыче из объекта так же, как и на нефтяных объектах, по продолжительности соразмерна с первыми тремя стадиями, вместе взятыми.

На газоконденсатных залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на газовых.

7.2 Основные показатели разработки

Состояние разработки эксплуатационного объекта или его части (пласта, блока, участка) характеризуется такими основными показателями, как **текущая годовая (квартальная, месячная) и накопленная добыча нефти, газа, попутной воды**.

Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разработки во времени или в зависимости от нефтеизвлечения (газоизвлечения), а также от степени использования извлекаемых запасов принято называть *динамикой соответствующих показателей разработки*. При анализе разработки эксплуатационных объектов и при обобщении опыта разработки групп эксплуатационных объектов обычно используют годовые показатели.

Основные показатели разработки выражают в абсолютных единицах измерения (добыча нефти, воды, жидкости в **тыс. т**, добыча газа в **млн м³**).

Для сравнительного анализа результатов разработки разных эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах: годовую добычу нефти, газа характеризуют **темпом разработки**, выражая ее в процентах начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор жидкости из нефтяных объектов также выражают в процентах начальных извлекаемых запасов нефти. Годовую добычу нефти, газа характеризуют, кроме того, **темпом отбора** остаточных (текущих) извлекаемых запасов, выражая его в процентах остаточных (текущих) запасов.

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем **обводненности продукции**, оценивающим содержание воды в процентах в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода).

Полученную с начала разработки на определенную дату добычу нефти, газа выражают в процентах начальных балансовых запасов (**текущее нефтегазоизвлечение**) и в процентах начальных извлекаемых запасов (степень использования извлекаемых запасов).

Для каждого объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замеров таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статистической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

Учет показателей работы скважин. Документация.

Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в документах. Эти документы:

- эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);
- карточка нагнетательной скважины;
- карточка по исследованию скважины;
- паспорт скважины.

В эксплуатационной карточке добывающей скважины отмечают:

- ежедневные дебиты скважины по нефти (газу) и попутной воде;
- газовый фактор;
- часы работы и простоя скважины, причины простоя;
- изменения способа эксплуатации;
- характеристики оборудования или режима его работы.
- За каждый месяц подводятся итоги:
- фиксируется добыча нефти;
- добыча воды;
- обводненность месячной продукции;
- число часов работы и простоя;
- среднесуточные дебиты скважины по жидкости и нефти;
- значения среднего газового фактора.

В карточке нагнетательной скважины записывают:

- ежедневно приемистость скважины;
- давление нагнетания воды (или другого агента);
- число часов работы и простоя;
- причины простоя.

Фиксируют показатели работы нагнетательной скважины за месяц:

- количество закачанной воды;
- число часов работы и простоя;
- среднесуточную приемистость;
- среднее давление на устье скважины.

В карточку по исследованию скважины вносят:

- дату и вид исследования (замеров);
- данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования;
- глубину и продолжительность замера;
- тип прибора;
- результаты проведенных замеров.

Паспорт скважины – основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации и содержащий следующие данные:

- общие сведения (назначение скважины, ее местоположение (координаты), альтитуда устья, даты начала и окончания бурения, способ бурения, глубина забоя, целевой горизонт, дата ввода в эксплуатацию);
- геолого-технический разрез скважины (литолого-стратиграфическая колонка, основные кривые геофизического комплекса исследований скважины, схема ее конструкции, характеристика кривизны);
- характеристику продуктивных пластов и фильтра (глубина кровли и подошвы пластов, интервалы перфорации, характеристика открытого забоя или тип перфорации и ее плотность);
- результаты освоения скважины (вскрытый пласт, начало освоения, среднесуточные показатели за первые 30 дней работы: способ эксплуатации, дебиты по нефти, газу, жидкости, воде, показатели давления, коэффициент продуктивности);
- физическую характеристику пластов эксплуатационного объекта (описание пород, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтегазоводонасыщенности, неоднородности, положение ВНК (ГНК, ГВК));
- результаты исследования пластовой и поверхностной нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб);
- характеристику газа (содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);
- характеристику способов эксплуатации (способ эксплуатации, период его применения, тип и техническая характеристика оборудования, его теоретическая производительность и режим работы);
- аварийные и ремонтно-изоляционные работы в скважине (данные о технических дефектах скважины, характеристика проведенных ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя).

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины, месячные и годовые показатели (из карточки скважины), а так же суммарные показатели с начала эксплуатации скважины.

Для обобщения результатов эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки составляются следующие документы:

- геологический отчет по эксплуатации скважин;
- карта текущего состояния разработки;
- карта суммарных отборов и закачки по скважинам;
- технологический режим работы скважин.

Названные документы используют для обоснования мероприятий по регулированию разработки.

Геологический отчет по эксплуатации скважин составляют ежемесячно. Отчет состоит из двух частей – по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают месячную добычу нефти, газа, воды, объем закачанной воды, среднесуточные дебиты (приемистость), число часов работы и простоя скважины, причины простоя. В конце отчета приводят итоговые данные по объекту в целом.

Карту текущего состояния разработки обычно строят ежеквартально. Для построения карты используют **план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта**. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого отвечает среднесуточному дебиту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала. В круге выделяется сектор, соответствующий обводненности продукции (1 % обводненности – $3,6^\circ$). Для наглядности части круга закрашивают разными цветами: нефть и газ показывают в желто-коричневых тонах, с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетательную воду – в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая).

Карту суммарных отборов и закачки по скважинам составляют обычно один раз в год (на конец года). На карте в виде кругов отражают добычу жидкости (газа), накопленную с начала эксплуатации скважины. Условные обозначения применяют те же, что и на карте текущего состояния разработки, но в кругах выделяют секторы, соответствующие добыче, накопленной при разных способах эксплуатации.

Технологический режим работы скважин составляют с учетом задач по развитию добычи нефти (газа) и регулированию процесса разработки. В этом документе по каждой из действующих скважин приводятся среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период. По новым и бездействующим скважинам, планируемым к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели.

Геолого-промысловая документация по объектам разработки в целом. Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах – в паспорте объекта разработки и на графике разработки.

В паспорте объекта разработки приводятся сведения, отражающие промыслово-геологическую характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки. Геологическая ха-

рактеристика включает тот же набор сведений, что и по отдельным скважинам, но в среднем для объекта:

- средние параметры объекта до начала разработки;
- свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности;
- свойства газа;
- свойства пластовой воды (плотность, вязкость, щелочность, жесткость, содержание анионов и катионов);
- данные о начальных запасах нефти (балансовые, извлекаемые, конечный коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов);
- данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года (балансовые, извлекаемые запасы, текущий коэффициент извлечения нефти).

Проектные показатели разработки приводятся в паспорте объекта по последнему утвержденному проектному документу. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются. При этом приводятся максимальная годовая добыча нефти (газа), жидкости и годы их достижения: максимальный объем закачки воды или других агентов и год его достижения; основной фонд скважин добывающих, нагнетательных и специальных; количество резервных скважин; количество пробуренных добывающих скважин в год достижения максимальной добычи нефти (газа); средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания; плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин; средний дебит одной добывающей скважины в год выхода на максимальную добычу; средняя приемистость нагнетательной скважины при максимальной закачке воды; удельные извлекаемые запасы нефти (газа) на одну скважину; разновидность заводнения или другого метода воздействия; основной способ эксплуатации скважин.

Фактические показатели разработки объекта по годам (на конец года) для нефтяных эксплуатационных объектов приводятся в виде таблицы, в которой отражаются:

- добыча нефти за год в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов;
- добыча нефти с начала разработки в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов;
- текущий коэффициент извлечения нефти;
- добыча воды за год и с начала разработки в тоннах;
- среднегодовая обводненность продукции в процентах;

- добыча жидкости за год и с начала разработки в м^3 в переводе на пластовые условия;
- закачка воды за год в м^3 и в процентах годового отбора жидкости в пластовых условиях;
- закачка воды с начала разработки в м^3 и в процентах накопленной с начала разработки жидкости в пластовых условиях;
- добыча попутного газа за год в м^3 ;
- средний газовый фактор; фонд добывающих скважин;
- фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации);
- число скважин, введенных за год в эксплуатацию после бурения, – добывающих, нагнетательных;
- число добывающих скважин, выбывших из действующего фонда; число специальных скважин; средний дебит одной новой добывающей скважины; среднее пластовое давление на конец года в начальном контуре нефтеносности и в зоне отбора.

Аналогичный паспорт ведется и по газовому эксплуатационному объекту.

График разработки (рис. 7.2) составляется для эксплуатационного объекта и представляет собой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых показателей разработки.

На графике приведены кривые изменения добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин, количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента), закачки воды за год в процентах годового отбора жидкости, пластового давления.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости приводят в виде темпов разработки. При этом на оси абсцисс откладывают не время (годы), а коэффициент извлечения нефти или от-

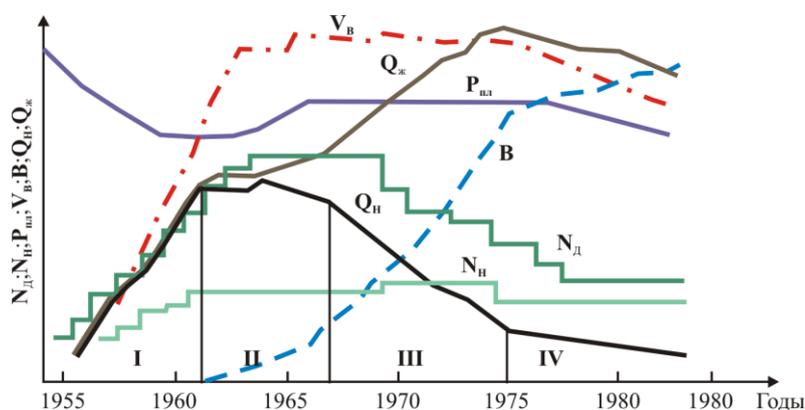


Рис. 7.2. График разработки нефтяного эксплуатационного объекта:

Q_n – добыча нефти; $Q_{ж}$ – добыча жидкости;
 V – обводненность продукции; V_v – объем закачки воды; $P_{пл}$ – пластовое давление; N_n , N_d – фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин; I, II, III, IV – стадии разработки

ношение (в %) накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам. На графике разработки каждого объекта отмечают границы между стадиями разработки.

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценивать **эффективность реализуемой системы разработки** и обосновывать при необходимости **меры по ее совершенствованию**.

7.3. Анализ разработки эксплуатационных объектов

Геолого-промысловое изучение объекта разработки и систематизация во времени основных показателей разработки позволяют провести качественный анализ разработки эксплуатационных объектов. Основная цель анализа разработки – получение данных о том, соответствует ли текущая и конечная нефтеотдача объекта потенциальной, и выявление при этом величины и положения остаточных запасов и соответствия проектной и фактической нефтеотдачи.

Схема анализа разработки эксплуатационных объектов как при текущей работе, так и при оценке эффективности методов повышенной нефтеотдачи включает:

- уточнение подсчетных параметров;
- уточнение запасов по анализируемому объекту и его участкам;
- детальную характеристику геологической неоднородности и физико-химических свойств анализируемого объекта и его участков;
- идентификацию анализируемых объектов по геолого-физическим свойствам и ранжирование по геологической неоднородности;
- прогноз конечной нефтеотдачи;
- сопоставление фактической величины текущей и конечной нефтеотдачи с прогнозной и оценкой влияния ранжирования по геологической неоднородности и особенностей технологии разработки.

Поясним некоторые блоки данной схемы. При детальной характеристике геологической неоднородности необходимо определить, к какому иерархическому уровню объект можно отнести и, соответственно, охарактеризовать его с помощью параметров геологической неоднородности. В зависимости от принятой системы разработки и особенностей геологического строения на одном и том же объекте могут быть участки, относящиеся к различным иерархическим уровням.

Идентификация анализируемых объектов и ранжирование по геологической неоднородности проводятся для того, чтобы распределить их в порядке возрастания или убывания потенциальной нефтеотдачи,

которая в основном определяется геолого-физическими свойствами. Идентификация и ранжирование могут осуществляться с помощью экспертных оценок, ранговой корреляции по ряду признаков и с помощью методов распознавания образов при факторном анализе.

Конечная нефтеотдача (начальные извлекаемые запасы) может прогнозироваться с помощью экстраполяционных промыслово-статистических методов С.Н. Назарова, Г.С. Камбарова, М.И. Максимова, И.Г. Пермякова и других.

Названные методики дают достаточно хорошие результаты при высокой обводненности продукции и небольшом интервале экстраполяции. При нарушении этих условий промыслово-статистические методы прогноза нефтеотдачи имеют большие погрешности. Более совершенными для прогноза текущей и конечной нефтеотдачи являются адаптационные геолого-промысловые модели (АГПМ).

Модели данного типа позволяют оценить потенциальную нефтеотдачу на любой стадии разработки.

На заключительном этапе анализа сопоставляют фактическую и потенциальную нефтеотдачу анализируемых объектов и сравнивают с ранжированными значениями геологической неоднородности. При подобном сопоставлении могут быть следующие варианты.

1. Ранжированные значения нефтеотдачи совпадают с ранжированными значениями геолого-физических параметров, а фактическая нефтеотдача близка к проектной. При этом фактическая нефтеотдача будет близка к потенциальной.

2. Ранжированные значения нефтеотдачи не совпадают с ранжированными значениями геолого-физических параметров. Это может быть связано с перетоками нефти по отдельным участкам объекта разработки или оттоком нефти в выше- или нижележащие пласты. Данное предположение должно быть проверено с помощью комплексного сопоставления промысловых и гидродинамических исследований. При отсутствии перетоков отклонение в показателях разработки может быть обусловлено несовершенством системы разработки.

Основными элементами системы разработки, влияющими на отклонения показателей разработки, являются система заводнения и плотность сетки скважин. Совершенствование системы заводнения может заключаться в увеличении давления нагнетания и расхода рабочего агента, в переходе на избирательное или площадное заводнение. При совершенствовании системы размещения и плотности сетки скважин необходимо добиваться оптимальной плотности сетки. При этом правильнее пользоваться не площадной, а объемной характеристикой плотности сетки скважин, выраженной в балансовых запасах, приходящихся

на одну скважину. При оптимальной плотности сетки скважин нефтеотдача близка к потенциальной и дальнейшее уплотнение не приводит к повышению нефтеотдачи. При превышении балансовых запасов на скважину оптимальной величины значительно снижаются величины текущей и конечной нефтеотдачи. Оптимальная величина запасов на одну скважину уменьшается с увеличением вязкости нефти и ростом геологической неоднородности

7.4. Методы регулирования разработки эксплуатационных объектов

На основе анализа и контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений выявляются расхождения между фактическими и проектными показателями разработки, что служит основой для осуществления мероприятий по приведению в соответствие фактического хода разработки с проектным. Совокупность этих мероприятий и служит регулированием разработки эксплуатационных объектов нефтяных и газовых месторождений, которое можно проводить чисто технологическими методами без изменения или с частичным изменением системы разработки. Регулирование разработки в каждом конкретном случае представляет собой сложную задачу, требующую как детального учета геологического строения объекта разработки и физико-химических свойств флюидов, так и текущего состояния разработки на момент начала регулирования.

Основная задача регулирования заключается в достижении равномерности выработки запасов углеводородов и создании таких режимов разработки, которые замедляют снижение скорости изменения фазовой проницаемости для нефти и газа. Разработка регулируется в основном с помощью гидродинамических методов.

К числу технологических методов регулирования разработки нефтяных месторождений относятся.

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем уменьшения или увеличения их дебитов и расходов закачиваемых в пласт веществ вплоть до прекращения эксплуатации (отключения) скважин.

В скважинах эксплуатирующих неоднородные низкопроницаемые пласты, возможности применения регулирования с помощью изменения режимов довольно ограничены, так как продуктивность и дебиты скважины обратно пропорциональны неоднородности пласта. В скважинах, эксплуатирующих однородный пласт с высокой проницаемостью, с помощью режимов работы скважины можно менять дебиты в широких пределах.

2. Общее и главным образом поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев пласта или расхода закачиваемых в них веществ.

Технически поставленная задача может достигаться проведением дополнительной перфорации, гидропескоструйной перфорацией, дренированием пласта горизонтальными каналами и др.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до давления раскрытия трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания или снижение давления нагнетания вплоть до давления ниже давления насыщения, что приводит к использованию запаса энергии растворенного газа.

4. Изменение направления фильтрационных потоков в неоднородных пластах, что приводит к вытеснению нефти из тупиковых зон и полулинз. В однородных пластах изменение фильтрационных потоков, особенно вблизи нейтральных линий тока, ведет к увеличению градиентов давления и расформированию застойных зон.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождений, относят следующие.

1. Очаговое и избирательное воздействие на разрабатываемые объекты путем осуществления закачки в пласт агентов через специально пробуренные нагнетательные скважины, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки объектов.

2. Установка в скважине пакерного оборудования с целью частичного разукрупнения объектов разработки.

3. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ). ФОЖ – один из методов регулирования разработки на поздней стадии, не требующий изменения системы разработки. Его также называют методом увеличения нефтеотдачи. При его использовании, как правило, прирост добычи нефти выше, чем прирост добычи воды. Механизм эффекта при ФОЖ объясняется преодолением капиллярных сил, вытеснением нефти из неоднородных слоистых пластов, преодолением эффекта электрокинетического торможения.

Каждый из названных выше методов регулирования воздействия на объект разработки в зависимости от конкретных геологических условий может, в свою очередь, реализовываться десятками различных вариантов.

Контрольные вопросы к главе 7

1. Основные показатели состояния разработки эксплуатационного

объекта.

2. Стадии разработки нефтяного эксплуатационного объекта.
3. Что такое паспорт скважины?
4. Что собой представляет карта текущего состояния разработки?
5. Что приведено на графике разработки?
6. Каким образом можно прогнозировать конечную нефтеотдачу?
7. В чем заключается основная задача регулирования разработки эксплуатационного объекта?

Глоссарий (термины и определения)

Абсолютная проницаемость – проницаемость, определенная при условии, что порода насыщена однофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней.

Водонефтяной фактор – отношение накопленных при разработке эксплуатационного объекта на любую дату отборов воды и нефти (определяемое в зависимости от решаемых задач в поверхностных или пластовых условиях).

Внешний контур – проекция линии пересечения контакта с верхней поверхностью пласта, внутренний - с нижней поверхностью.

Вязкость или внутреннее трение – свойство жидких, а также газообразных и твердых тел оказывать сопротивление их течению – перемещению одного слоя тела относительно другого – под действием внешних сил.

Газовый фактор – количественное соотношение газообразной и жидкой (или твердой) фаз, полученное в результате любой дегазации пластовых жидкостей газов (или пород). В большинстве случаев газовый фактор характеризует отношение объемов природного газа к объему или массе дегазированной нефти, конденсата или воды.

Газогидратная залежь – это залежь, в которой природный газ в земной коре при соответствующих давлении и температуре соединился с поровой водой и перешел в твердое гидратное состояние.

Газоконденсатный фактор – отношение объема или веса конденсата к приведенному к нормальным условиям объему свободного газа в составе пластового газа, т.е. величина, обратная значению газового фактора пластового газа.

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти – газовый фактор, полученный при максимальной дегазации глубинной пробы нефти.

Геологическое тело – часть геологического пространства, ограниченная геологическими границами. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы.

Геологоразведочный процесс – это совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения.

Геостатическое давление – давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород.

Геотектоническое давление – давление, возникающее в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов, особенно характерно для тектонически активных областей.

Геотермический градиент ΔT – величина, характеризующая изменение температуры на 100м вертикального разреза.

Гидростатическое пластовое давление – это давление в пласте коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

Горное давление $P_{гор}$ – давление на пласт, являющееся следствием суммарного влияния геостатического и геотектонического давлений. Давление в жестком каркасе пород, их матрице, оно передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство пород.

Гравитационный режим – режим нефтяной залежи, при котором нефть вытесняется в скважины под действием силы тяжести самой нефти.

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

Динамическая пористость – учитывает тот объем нефти, который будет перемещаться в процессе разработки залежи.

Динамическая вязкость – сила сопротивления перемещению слоя газа или жидкости площадью 1см^2 на 1см со скоростью 1см/сек ; измеряется в пуазах.

Залежь – естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород. Единичное скопление нефти, газа, газоконденсата в какой-либо пористой горной породе (коллекторе).

Запасы нефти, газа, конденсата – это весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

Инклинометрия – метод контроля за пространственным положением оси скважины. Измеряют угол ее отклонения от вертикали (зенитный

угол) и магнитный азимут проекции оси скважины на горизонтальную плоскость.

Искусственно введенная или техногенная вода – это вода, попадающая в нефтеносный (газонасный) пласт в результате процессов, связанных с бурением скважин, их ремонтом, а также с разработкой месторождения (закачка вод для поддержания пластового давления, введение различных растворов при других методах воздействия на пласт и т.п.)

Кавернозность – наличие в горной породе пустот (каверн) различной формы.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к удельному весу, измеряется в стоксах.

Коллектор – горная порода, обладающая способностью вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления. Горная порода, способная аккумулировать и отдавать флюиды при определенных условиях.

Коэффициент водонасыщенности k_v – отношение объема связанной (остаточной) воды к объему порового пространства в нефтегазонасыщенной части пласта.

Коэффициент вытеснения нефти водой $k_{выг}$ – это отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной промывки из образца породы, к начальному содержанию нефти в нем. Предельная величина нефтеотдачи, которую можно достигнуть с помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы.

Коэффициент заводнения $k_{зав}$ – отношение объема промытой части пустотного пространства продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, к общему объему пустот этого пространства, первоначально насыщенного нефтью.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) η – это отношение извлекаемых запасов $Q_{н.извл}$ к геологическим запасам нефти $Q_{н.геол.}$

Коэффициент извлечения нефти (КИН) η – относительная величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти может быть извлечена из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Коэффициент нефтенасыщенности k_n (газонасыщенности k_g) – отношение объема нефти (газа), содержащейся в порах (пустотах) пласта, к общему объему всех пор (пустот) нефтеносного (газонасного) пласта в пластовых условиях.

Коэффициент охвата заводнением $k_{\text{охв}}$ – это отношение пустотного объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему пустотному объему пласта.

Коэффициент разгазирования нефти – количество газа, выделяющееся из единицы массы или объема нефти при снижении давления на единицу.

Коэффициент растворимости – количество газа, растворенного в единице массы или объема нефти при увеличении давления на 0,1 МПа.

Ловушка – часть природного резервуара, в которой, благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Литологическая ловушка – ловушка, образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

Магниторазведка – геофизический метод изучения геологического строения земной коры и разведки полезных ископаемых, основанный на изучении геомагнитного поля.

Массивный резервуар – мощные (несколько сот метров) толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

Месторождение – совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой.

Минерализация воды – суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов (г/100 или г/л раствора). Меняется от менее 1 г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы).

Начальное (статическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей или газа.

Нефть – природная смесь углеводородов метанового (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и ароматического (C_nH_{2n-2}) рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений.

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

Нефтяной парафин – это смесь твердых углеводородов, преимущественно алканов нормального строения от C_{16} и выше с примесью высоко-

комолекулярных родственных алканов (церезинов), а также углеводородов, содержащих в длинной цепи циклические структуры.

Область разгрузки – часть водоносного комплекса (горизонта), из которого происходит отток вод за его пределы (на земную поверхность, в смежные водоносные комплексы и т.д.)

Область стока – основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод.

Объемный коэффициент пластовой нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях нефти, используемое для перевода объема товарной (сепарированной) нефти в пластовые условия при подсчете запасов методом материального баланса и при решении различных задач разработки.

Однородные массивные резервуары – сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатных.

Открытая пористость – часть порового пространства, представленная связанными между собой порами, по которым могут передвигаться флюиды.

Относительная проницаемость - отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной.

Проницаемость - способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями. Виды проницаемости: абсолютная; фазовая; относительная.

Пластовое давление - один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом.

Пластовый резервуар представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Особенности такого резервуара является сохранение мощности и литологического состава на большой площади.

Пористость - наличие пор в горной породе

Промысловый газовый фактор – количество добытого газа (m^3) приходящееся на $1m^3$ (т) дегазированной нефти.

Плотность газа (ρ_g) – масса $1m^3$ газа при температуре $0^\circ C$ и давлении $0,1MPa$ (kg/m^3); $\rho_g = M/V_m$

Под плотностью пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2-1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составля-

ет всего 0,3–0,4 г/см³. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1,0 г/см³

Полная пористость включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему.

Растворимость газа – это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенном давлении и температуре.

Растворимость – Закон Генри: объем газа, растворенного в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению, если температура остается постоянной, а жидкость и газ не действуют друг на друга химически.

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюзивированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам.

Ресурсы – масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах.

Подошвенной называется вода, залегающая под ВНК (ГВК)

Природный резервуар – естественноеместилище нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ) форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Природный режим залежи – совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Расчленение продуктивной части разреза скважины – это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними.

Репером называется достаточно выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС.

Структурная ловушка (сводовая) – образованная в результате изгиба слоев

Стратиграфическая ловушка – сформированная в результате эрозии пластов – коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами

Тектоническая ловушка – образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой

Кавернометрия – установление изменений диаметра скважин

Цементометрия – определение по данным термического, радиоактивного и акустического методов высоты подъема, характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с горными.

Форма залежи – структурная карта, ВНК, литологические и дизъюнктивные границы.

Упруговодогазонапорный режим – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды.

Усадка нефти – уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность $U = (b_n - 1) / b_n * 100$.

Цели нефтегазопромысловой геологии – заключаются в геологическом обосновании эффективных способов организации народнохозяйственной деятельности по добыче нефти и газа, обеспечению рационального использования и охраны недр и окружающей среды

Эффективная пористость – учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

Эффективная проницаемость – характеризует способность среды пропускать через себя жидкость, или газ в зависимости от их соотношения между собой.

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

Электрический каротаж основан на изучении *кажущегося удельного сопротивления пород (КС)* и *потенциала электрического поля (ПС)* вдоль ствола скважины. Удельное сопротивление горных пород изменяется в широких пределах – от долей до десятков и сотен тысяч омметров.

Электрическая разведка основана на различной электропроводности горных пород. Так, граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а глины, песчаники, насыщенные нефтью, обладают очень низкой электропроводностью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бублейников Ф. История открытий ископаемых богатств нашей страны. – ОГИЗ, 1948.
2. Брод И.О. Залежи нефти и газа. – Гостоптехиздат, 1951.
3. Брод И.О., Еременко Н.А. Тайны нефти. – Госкультпросветиздат, 1952.
4. Губкин И.М. Учение о нефти. – ОНТИ, 1937.
5. Джафаров К.И., Джафаров А.К, Фукс И.Г. Хронограф нефтяного и газового дела. Вехи истории техники и технологии бурения – Нефтяное хозяйство, 1999. – № 8.
6. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России /А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич и др. Издание в 2 томах/ под ред. В.Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т.2. – 352 с.
7. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа. Дизайн-Полиграф-Сервис, 2001. – 536с.
8. Материалы сайтов: www.oil-industry.ru; www.po4emu.ru; www.gasonline.ru
9. Пажитнов К.А. Очерки по истории Бакинской нефтедобывающей промышленности. – Гостоптехиздат, 1940.
10. Соколов В.Л., Фролов Е.Ф., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 269 с.
11. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126 «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»
12. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126 « Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)
13. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Москва, 1987.
14. Зимина С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – Томск.: Изд-во ТПУ, 2003.–175 с.
15. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. –421 с.

16. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Пономарев А.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. – М.: Недра, 2006.–372 с.
17. Агаджанов А.М., Максимов М.И. Н – Нефтепромысловая геология – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 414 с.
18. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. – М.: Недра, 2000. – 413 с
19. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
20. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
21. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. – М.: Нефть и газ, 2006. – 680 с.
22. Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: ГУП Нефть и газ, 2002. –224 с.
23. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126 « Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».
24. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
25. Середа Н.Г., Сакаров В.Л., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: справочник. – М.: Недра, 1986.
26. Справочник по нефтепромысловой геологии / под редакцией Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. – М.: Недра, 1981.
27. Терминологический справочник. Нефтегазопромысловая геология / под ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ	6
2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ.....	13
3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	17
3.1. Региональный этап	17
3.2. Поисково-оценочный этап	21
3.3. Разведочный этап.....	23
3.4. Пробная (опытная) эксплуатация нефтяных залежей	24
3.5. Опытно-промышленная разработка нефтяных залежей	26
3.6. Основные категории скважин при бурении на нефть и газ	27
4. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕОЛОГОПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ	32
4.1. Геологическое наблюдение при бурении скважин.....	32
4.2. Геофизические методы изучения разрезов скважин	36
4.3. Гидродинамические методы исследования скважин.....	38
4.4. Наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин.....	39
4.5. Геолого-промысловые методы	40
5. ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТАТИЧЕСКОМ ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ.....	42
5.1. Изучение формы залежи	42
5.1.1. Природные резервуары. Ловушки.....	42
5.1.2. Изучение структуры поверхностей залежи (кровли и подошвы).....	49
5.1.3. Дизъюнктивные нарушения.....	54
5.1.4. Границы залежей, связанных с фациальной изменчивостью пластов и стратиграфическими несогласиями.....	55
5.1.5. Изучение положения водонефтяных контактов в залежах углеводородов	57
5.1.5.1. Внешний и внутренний контуры нефтегазоносности	61
5.2. Изучение внутреннего строения залежей и свойств пород коллекторов	64
5.2.1. Понятие и виды геологических границ.....	64
5.2.2. Расчленение продуктивной части разреза скважины	65
5.2.3. Детальная корреляция разрезов скважин	69
5.2.4. Геологическая неоднородность нефтегазоносных пластов	75
5.2.5. Емкостные свойства пород-коллекторов.....	80
5.2.6. Фильтрационные свойства пород-коллекторов	84
5.2.7. Нефте-, газо-, водонасыщенность пород-коллекторов.....	85
5.3. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа	89
5.3.1. Начальное пластовое давление.....	89
5.3.2. Залежи с начальным пластовым давлением, соответствующим гидростатическому	94
5.3.3. Залежи с начальным пластовым давлением, отличающимся от гидростатического.....	96
5.3.4. Температура в недрах нефтяных и газовых месторождений	98
5.3.5. Природные режимы залежей	101
5.3.5.1. Водонапорный режим.....	102
5.3.5.2. Упруговодонапорный режим	105

5.3.5.3. Газонапорный режим.....	107
5.3.5.4 Режим растворенного газа	109
5.3.5.5. Гравитационный режим	110
5.3.5.6 Газовые и газоконденсатные залежи.....	112
5.3.5.7 Смешанные природные режимы залежей.....	113
5.3.6 Изучение природных режимов залежей	114
5.4. Общие сведения о запасах нефти, газа и конденсата	117
5.4.1. Понятие «запасы углеводородов»	117
5.4.2. Коэффициенты извлечения нефти, газа, конденсата	118
5.5 Геологическое обоснование методов и систем разработки нефтяных и газовых месторождений	122
5.5.1 Системы разработки и геологические данные для их проектирования	122
5.5.2 Системы разработки нефтяных и газонефтяных залежей при естественных режимах.....	124
5.5.3 Традиционный метод заводнения нефтяных пластов в разных геологических условиях ..	127
5.5.3.1 Геологическое обоснование выбора заводнения	128
5.5.4 Нетрадиционные методы разработки нефтяных залежей	138
6 ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДИНАМИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ И КОНТРОЛЬ ИХ РАЗРАБОТКИ	144
6.1 Геолого-промысловый контроль за разработкой залежи нефти и газа	144
6.1.1 Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором.....	144
6.2. Контроль пластового давления и температуры	146
6.2.1. Пластовое и забойное давление при разработке залежей	146
6.2.2 Карты изобар	150
6.2.3 Перепады давления в пласте при добыче нефти и газа, комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов.....	153
6.2.4 Контроль температуры пластов в скважинах	157
6.3 Контроль за изменением свойств нефти, газа и воды в процессе разработки	160
6.3.1 Геолого-промысловые исследования скважин	162
6.4. Контроль за перемещением ВНК и ГНК	166
6.5 Контроль за заводнением и охватом эксплуатационного объекта процессом вытеснения	169
6.6 Особенности контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений	171
7 Геолого-промысловый анализ состояния разработки эксплуатационного объекта	175
7.1 Основные стадии разработки и их характеристики.....	175
7.2 Основные показатели разработки	179
7.3. Анализ разработки эксплуатационных объектов.....	185
7.4. Методы регулирования разработки эксплуатационных объектов	187
Глоссарий (термины и определения)	190
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	197

Учебное издание

Пулькина Наталья Эдуардовна
Зими́на Светлана Валерьевна

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Научный редактор
кандидат физико-математических наук
доцент Б.Б. Квеско
Редактор
Дизайн обложки

Подписано к печати .2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл.печ.л. . Уч.-изд.л. .

Заказ . Тираж 50 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru